

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ИНЖЕНЕРНАЯ ШКОЛА ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ



ТОМСКИЙ
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ

ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ И ОСВОЕНИЯ НЕДР

Том II

*Труды XXII Международного симпозиума
имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных,
посвященного 155-летию со дня рождения академика В.А. Обручева,
135-летию со дня рождения академика М.А. Усова,
основателей Сибирской горно-геологической школы,
и 110-летию первого выпуска горных инженеров в Сибири*

Томск 2018

УДК 504(063)

ББК 20.1л0

П78

П78 **Проблемы геологии и освоения недр** : труды XXII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 155-летию со дня рождения академика В.А. Обручева, 135-летию со дня рождения академика М.А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы, и 110-летию первого выпуска горных инженеров в Сибири. В 2-х томах. Том 2 / Томский политехнический университет. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2018. – 922 с.

ISBN 978-5-4387-0826-1 (т. 2)

ISBN 978-5-4387-0825-4

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

Статьи даны в авторской редакции.

УДК 504(063)

ББК20.1л0

Главный редактор – А.С. Боев, директор ИШПР

Ответственный редактор – Г.М. Иванова

Ответственные редакторы секций:

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

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

Секция 3 – В.Г. Ворошилов, профессор, д.г.-м.н.

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

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

Секция 6 – Л.А. Строкова, профессор, д.г.-м.н.

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

Секция 8 – В.К. Попов, профессор, д.г.-м.н.

Секция 9 – Е.Г. Языков, профессор, д.г.-м.н.

Секция 10 – С.И. Арбузов, профессор, д.г.-м.н.

Секция 11 – П.Н. Зятиков, профессор, д.т.н.

Секция 12 – П.А. Стрижак, д.физ.-мат.н.

Секция 13 (подсекция 1) – В.И. Ерофеев, профессор, д.ф.-м.н.

Секция 13 (подсекция 2) – Э.Д. Иванчина, профессор, д.т.н.

Секция 14 – В.И. Верещагин, профессор, д.т.н.

Секция 15 – А.В. Ковалев, доцент, к.т.н.

Секция 16 – Е.Н. Пашков, доцент, к.т.н.

Секция 17 – П.В. Бурков, профессор, д.т.н.

Секция 17 (подсекция 1) – С.Н. Харламов, профессор, д.физ.-мат.н.

Секция 18 – Г.Ю. Боярко, профессор, д.э.н.

Секция 19 – Л.М. Болсуновская, доцент, к.фил.н.

Секция 19 (подсекция 1) – Ю.В. Колбышева, доцент, к.фил.н.

Технический редактор – Е.Ю. Пасечник, ведущий эксперт организационного отдела ИШПР

Технический редактор – И.В. Павлова, эксперт организационного отдела ИШПР

ISBN 978-5-4387-0826-1 (т. 2)

ISBN 978-5-4387-0825-4

© ФГАОУ ВО НИ ТПУ, 2018



TOMSK
POLYTECHNIC
UNIVERSITY

PROBLEMS OF GEOLOGY AND SUBSURFACE DEVELOPMENT

Part II

*Proceedings of the 22th International Scientific Symposium
of students, postgraduates and young scientists devoted to the
155th anniversary of Academician V.A. Obruchev and 135th anniversary
of Academician M.A. Usov, Founders of Siberian Mining School
110th anniversary of the first graduation of mining engineers in Siberia*

Tomsk 2018

UDC 504(063)

BBC 20.1.10

P78

- P78 **Problems of Geology and Subsurface Development:** Proceedings of the 22th International Scientific Symposium of students, Postgraduates and young Scientists devoted to the 155th anniversary of Academician V.A. Obruchev and 135th anniversary of Academician M.A. Usov, Founders of Siberian Mining School 110th anniversary of the first graduation of mining engineers in Siberia. Part II / Tomsk Polytechnic University. – Tomsk : TPU Publishing House, 2018. – 922 p.

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

Articles autographed by authors.

UDC 504(063)

BBC 20.1.10

Editor-in-chief – A.S. Boev, director

Executive editor – G.M. Ivanova

Panels' executive editors:

Panel 1 – I.V. Rychkova, Associate Professor, PhD (in Mineralogy)

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

Panel 3 – V.G. Voroshilov, Professor, Dsc (in Mineralogy)

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

Panel 5 – M M Nemirovich-Danchenko, Professor, Dsc (Physico-Mathematical Sciences)

Panel 6 – L.A. Strokova, Professor, Dsc (in Mineralogy)

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

Panel 8 – V.K. Popov, Professor, Dsc (in Mineralogy)

Panel 9 – Ye.G. Yazikov, Professor, Dsc (in Mineralogy)

Panel 10 – S.I. Arbuzov, Professor, Dsc (in Mineralogy)

Panel 11 – P.N. Zyatikov, Associate Professor, PhD (in Mineralogy)

Panel 12 – P. A. Strizhak, Dsc (Physico-Mathematical Sciences)

Panel 13 (1) – V.I. Yerofeyev, Professor, Dsc (Physico-Mathematical Sciences)

Panel 13 (2) – Ye.D. Ivanchina, Professor, Dsc (Engineering

Sciences) Panel 14 – V. I. Vereshchagin, Professor, Dsc (Engineering Sciences)

Panel 15 – A.V. Kovalev, Associate Professor, PhD (Engineering Sciences)

Panel 16 – E.N. Pashkov, Associate Professor, PhD (Engineering Sciences)

Panel 17 – P.V. Burkov, Associate Professor, PhD (Engineering Sciences)

Panel 17 (1) – S.N. Harlamov, Professor, Dsc (Physico-Mathematical Sciences)

Panel 18 – G.Yu. Boyarko, Professor, Dsc (Economic Sciences)

Panel 19 – L.M. Bolsunovskaya, Associate Professor, PhD (Philological Sciences)

Panel 19 (1) – Yu. V. Kolbysheva, Associate Professor, PhD (Philological Sciences)

Technical editor – E.Y. Pasechnik, Leading expert of organization department of School of Earth Sciences & Engineering

Technical editor – I.V. Pavlova, expert of organization department of School of Earth Sciences & Engineering

ПРЕДИСЛОВИЕ

2-7 апреля 2018 г. в Национальном исследовательском Томском политехническом университете (ТПУ) на базе Инженерной школы природных ресурсов (ИШПР) состоялся XXII Международный научный симпозиум имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр», посвященный 155 - летию со дня рождения академика В. А. Обручева, 135 - летию со дня рождения академика М. А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы и 110 – летию первого выпуска горных инженеров в Сибири.

Организация и проведение XXII Международного научного симпозиума «Проблемы геологии и освоения недр» осуществлялась при информационной поддержке Министерства образования и науки РФ (Роснаука) и была поручена Инженерной школе природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета как признание заслуг ИШПР ТПУ, старейшего высшего технического учебного заведения в подготовке геологических кадров и высоких достижений в научных исследованиях. Инженерная школа природных ресурсов (в прошлом ГРФ, НГФ, ИГНД, ИПР), была основана в 1901 г. как горное отделение Томского технологического института В.А. Обручевым – первым штатным геологом Сибири, впоследствии ставшим академиком АН СССР, Героем Социалистического Труда, первым в нашей стране лауреатом Ленинской премии.

Горное отделение ГТИ являлось 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 научной школы (факультета) – 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 научной школы (факультета) более 450 стали первооткрывателями месторождений полезных ископаемых, 1 – Лауреатом Нобелевской премии, 50 – Лауреатами Ленинской и Государственной премий, более 260 – докторами и более 1650 – кандидатами наук. Из стен ИШПР вышло 15 академиков и членов-корреспондентов Академии Наук СССР (РАН), 5 Героев Социалистического Труда.

Сегодня Инженерная школа природных ресурсов ТПУ представляет собой крупный учебный (около 2000 студентов) и научный центр в области геологии, поисков, разведки и разработки разнообразных полезных ископаемых, в том числе геологии углеводородного сырья и его переработки, нефтегазодобычи, транспорта и хранения нефти и газа. С момента основания в ИШПР 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 одновременно по 19 секциям и 3 подсекциям: 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. Землеустройство: наука и практика; 9. Геоэкология, охрана и защита окружающей среды. Геоинформационные системы в геоэкологии; 10. Геология и разведка руд редких и радиоактивных элементов и стратегических металлов; 11. Современные технологии разработки нефтяных и газовых месторождений; 12. Энергоснабжение и автоматизация объектов нефтегазовой промышленности; 13. Современные технологии подготовки освоения и переработки природных ресурсов: Подсекция 1 – Углеводородное сырье, Подсекция 2 – Химическая технология подготовки и переработки горючих ископаемых; 14. Комплексное использование и переработка минерального сырья; 15. Современные технологии и техника бурения скважин; 16. Горное дело. Разработка рудных и нерудных полезных ископаемых; 17. Современные технологии и техника транспортировки и хранения нефти и газа, Подсекция 1 – Методы математического моделирования процессов транспорта и хранения углеводородного сырья; 18. Экономика минерального и углеводородного сырья. Природоресурсное право; 19. Геология, горное и нефтегазовое дело (доклады на английском и немецком языках), подсекция 1 – Проблемы межъязыковой профессиональной коммуникации в условиях глобализации.

XXII Симпозиум проведен при информационной поддержке Министерства образования и науки. Заявки для участия в симпозиуме подали 1238 студентов и молодых ученых России, ближнего и дальнего зарубежья, которые представили 1118 докладов, из которых 420 докладов заявили иногородние участники.

Участниками из дальнего зарубежья было представлено 34 доклада. Страны СНГ представили 101 доклад. Представителей России подали 1103 докладов, из которых 420 заявили иногородние участники. По

отраслевой принадлежности участники были представлены следующим образом: из вузов – 741, из НАН – 6, из РАН – 73, из отраслевых НИИ – 14, из производственных организаций – 9, школьники – 6.

В период работы симпозиума было заслушано 890 докладов (625 – ТПУ). Иногородние участники выступили с 211 докладами. Статус участников симпозиума, выступивших с докладами, следующий: школьники – 4, студентов – 380, магистрантов – 321, аспирантов и молодых ученых – 185.

География участников симпозиума обширна. Дальнее зарубежье было представлено странами: Алжир, Германия, Вьетнам, Китай, Сербия, Индия, Кот-д'Ивуар, Ирак, Индонезия, Гана, Венесуэла, Монголия. Ближнее зарубежье (страны СНГ) было представлено странами: Республика Беларусь, Республика Казахстан, Украина, Республика Таджикистан, Республика Узбекистан, Азербайджанская Республика, Республика Грузия, Донецкая Народная Республика.

Свои доклады представили участники симпозиума из следующих университетов, академических и отраслевых институтов и производственных организаций: Российского государственного геологоразведочного университета им. Серго Орджоникидзе (г. Москва); Российского государственного университета нефти и газа им. И. М. Губкина (г. Москва); Московского государственного университета имени М. В. Ломоносова (г. Москва); Московского государственного университета геодезии и картографии (МИИГАиК) (г. Москва); Института геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН (г. Москва); Федерального научного центра Научно-исследовательского института системных исследований Российской академии наук (г. Москва); Института геоэкологии им. Е.М. Сергеева Российской академии наук (г. Москва); Института нефтехимического синтеза Российской академии наук (г. Москва); Российского химико-технологического университета имени Д. И. Менделеева (г. Москва); Института металлургии и материаловедения им. А. А. Байкова Российской академии наук (г. Москва); ООО «Газпром геотехнологии» (г. Москва); Национального минерально-сырьевого университета «Горный», (г. Санкт-Петербург); Санкт-Петербургского государственного университета, (г. Санкт-Петербург); Санкт-Петербургского национального исследовательского университета информационных технологий, механики и оптики, (г. Санкт-Петербург); Всероссийского научно-исследовательского геологического института им. А.П. Карпинского, (г. Санкт-Петербург); Технического института (филиал) федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова», (г. Норильск); ООО «Ресурс», (г. Новокузнецк); Новосибирского национального исследовательского государственного университета (г. Новосибирск); Новосибирского государственного технического университета (г. Новосибирск); Сибирского государственного университета геосистем и технологий (г. Новосибирск); Института горного дела СО РАН (г. Новосибирск); Института геологии нефти и газа СО РАН (г. Новосибирск); Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН им. А.А. Трофимука (г. Новосибирск); Института геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН (г. Новосибирск); Института неорганической химии СО РАН (г. Новосибирск); Новосибирского государственного архитектурно-строительного университета (Сибстрин) (г.Новосибирск); Новосибирского техникума геодезии и картографии Федерального государственного бюджетного образовательного учреждения «Сибирский государственный университет геосистем и технологий» (г. Новосибирск); Сибирского научно-исследовательского института геологии, геофизики и минерального сырья (г. Новосибирск); Южно-Российского государственного политехнического университета (НПИ) имени М.И. Платова» (г. Новочеркасск); Омского государственного технического университета (г. Омск); Пермского государственного национального исследовательского университета (г. Пермь); Южного федерального университета (г. Ростов-на-Дону); Самарского государственного технического университета (г. Самара); Саратовского национального исследовательского государственного университета им. М.Г. Чернышевского (г. Саратов); Саратовского государственного технического университета имени Гагарина Ю.А. (г. Саратов); ГКУ г. Севастополя «Экоцентр» (г. Севастополь, Республика Крым); Северского технологического института НИЯУ МИФИ (г. Северск, Томская обл.); Тюменского индустриального университета (г. Тюмень); Государственного аграрного университета Северного Зауралья» (г.Тюмень); Тюменского государственного нефтегазового университета (г. Тюмень); Тюменского государственного университета (г. Тюмень); Бурятского государственного университета (г. Улан-Удэ); Геологического института СО РАН (г. Улан-Удэ); Приморской государственной сельскохозяйственной академии (г. Уссурийск); Башкирского государственного университета (г. Уфа); Башкирского колледжа архитектуры, строительства и коммунального хозяйства (г. Уфа); Института геологии Уфимского научного центра Российской академии наук (ИГ УНЦ РАН) (г. Уфа); Уфимского государственного нефтяного технического университета (г. Уфа); Ухтинского государственного технического университета (г. Ухта); Дальневосточного государственного университета путей сообщения (г. Хабаровск); Института водных и экологических проблем Дальневосточного отделения Российской академии наук (г. Хабаровск); Тихоокеанского государственного университета (г. Хабаровск); Югорского государственного университета (г. Ханты-Мансийск); Чувашского государственного университета имени И.Н. Ульянова (г. Чебоксары); Южно-Уральского государственного университета (г. Челябинск); Забайкальского государственного университета (г. Чита); Института морской геологии и геофизики ДВО РАН (г. Южно-Сахалинск); Института проблем нефти и газа СО РАН (г. Якутск); Института мерзлотоведения им. П.И. Мельникова Сибирского отделения Российской академии наук (г. Якутск); Северо-Восточного федерального университета им. М.К. Аммосова (г. Якутск); Национального исследовательского Томского политехнического университета (г. Томск), Национального исследовательского Томского государственного университета, Томского государственного архитектурно-строительного университета (г. Томск), Института химии нефти СО РАН (г. Томск); Томского государственного университета систем управления и радиоэлектроники (г. Томск); ОАО «ТомскНИПИнефть» (г. Томск); ООО «Газпромнефть НТЦ»(г. Томск); Лицей ТПУ (г. Томск); МБОУ Академический лицей (г. Томск); Магнитогорского государственного технического университета им. Г.И. Носова (г. Магнитогорск); Тувинского института комплексного освоения

природных ресурсов Сибирского отделения Российской академии наук (ТувИКОПР СО РАН) (г. Кызыл); Сибирского федерального университета (г. Красноярск); Кубанского государственного аграрного университета имени И.Т. Трубилина (г. Краснодар); ООО «НК «Роснефть» - НТЦ» (г. Краснодар); Кубанского государственного университета (г. Краснодар), Кузбасского государственного технического университета имени Т.Ф. Горбачева (г. Кемерово); Кемеровского государственного университета (г. Кемерово); Казанского национального исследовательского технологического университета (г. Казань); Казанского федерального университета (г. Казань); Иркутского национального исследовательского технического университета (г. Иркутск), Института Земной коры СО РАН (г. Иркутск), Института геохимии им. А.П. Виноградова СО РАН (г. Иркутск), АО «Уралэлектромедь» (г. Екатеринбург); Уральского федерального университета имени первого Президента России Б. Н. Ельцина (г. Екатеринбург); Уральского государственного колледжа имени И.И. Ползунова (г. Екатеринбург); Уральского государственного горного университета (г. Екатеринбург); Воронежского государственного университета (г. Воронеж); Северо-Кавказского горно-металлургического института (государственный технологический университет) (г. Владикавказ); Дальневосточного федерального университета (г. Владивосток); Дальневосточного геологического института ДВО РАН (г. Владивосток); Института комплексного анализа региональных проблем ДВО РАН (г.Биробиджан); Института геодинамики и геологии ФГБУН ФИЦКИА РАН (г. Архангельск); Альметьевского государственного нефтяного института (АГНИ) (г. г. Альметьевск); ООО «ХАКАСТИСИЗ» (г. Абакан); Института геологии имени академика Н.П.Юшкина КомиНЦ УрО РАН (г. Сьвтыкар); ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» филиал «ПермНИПИнефть» (г. Пермь); Пермского национального исследовательского политехнического университета (г. Пермь); ООО «Ресурс» (г. Новокузнецк); ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть» (г. Красноярск); ООО «Эльгауголь» (г. Перюнгри); ПАО «Самаранефтегеофизика» (г. Самара); Гомельского государственного университета им. Франциско Скорины (г. Гомель, Беларусь); Белорусской государственной сельскохозяйственной академии (г. Горки, Беларусь); Гомельского государственного технического университета им. П.О. Сухого (г. Гомель, Беларусь); Института природопользования НАН Беларуси (г. Минск, Беларусь); Донецкого национального технического университета (г. Донецк, ДНР); «Научно-аналитического центра рационального недропользования им. В.И. Шпильмана» (г. Югра); АК «АЛРОСА» (ПАО), Вилуйской геологоразведочной экспедиции (г. Мирный); Германского центра авиации и космонавтики — национального центра аэрокосмических, энергетических и транспортных исследований (г. Кельн, Германия); Грузинского технического университета (г.Тбилиси, Грузия); Делийского университета, (г. Дели, Индия); Института геологии и геофизики им. Х.М. Абдуллаева (г. Ташкент, Узбекистан); Института минеральных ресурсов» (ГП «ИМР») Республики Узбекистан (г. Ташкент); Института общих и неорганической химии Академии Наук Республики Узбекистан (г. Ташкент); Ташкентского архитектурно строительного института (г. Ташкент); Ташкентского химико-технологического института (г. Ташкент); Института геологии и геофизики Национальной Академия Наук Азербайджана (г. Баку, Азербайджан); Нахчыванского отделения национальной академии наук Азербайджана Институт природных ресурсов (г. Нахчыван, Азербайджан); Казахского национального исследовательского технического университета имени К.И. Сатпаева (Республика Казахстан, г. Алматы); Карагандинского государственного технического университета (Республика Казахстан, г. Караганда); Рудненского индустриального института (г.Рудный, Республика Казахстан); Национального технического университета Украины «Киевского политехнического института имени Игоря Сикорского (г. Киев, Украина); Сайгонского государственного университета (г. Сайгон, Вьетнам), Китайского геологического университета (г. Ухань), Ханойского университета науки и технологии (г. Ханой, Вьетнам), Института радиационной безопасности и экологии (г. Курчатова, Казахстан), Государственного университета им. Шакарима (г. Семей, Казахстан), Павлодарского государственного университета им. Торайгырова (г. Павлодар, Казахстан), Павлодарского государственного педагогического университета (г. Павлодар, Казахстан); «Научно- технологического центра НИС Нафтагас» (г. Нови Сад, Сербия).

Перед участниками симпозиума на открытии каждой секции выступали ведущие ученые, профессора, которые осветили проблемы и перспективы развития науки в XXI веке по каждому из 19 научных направлений секций. Доклады ученых опубликованы в данном сборнике.

Конкурсные комиссии секций подчеркнули высокий научный уровень докладов участников, часть из которых отличаются новизной и оригинальностью идей. Доложенные результаты лучших научных работ актуальны, отражают исследования, как в области фундаментальных наук, так и имеют важное прикладное значение и, при дальнейшей научной разработке, могут быть представлены в виде диссертаций на соискание ученых степеней. Авторы научных работ продемонстрировали владение современными методами научных исследований. 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. Участники из других ВУЗов и научных организаций отметили высокий организационный уровень проведения симпозиума.

Во время работы XXII Международного симпозиума был проведен конкурс лучших научных докладов. Лауреаты конкурса лучших докладов по всем 19 научным направлениям (секциям) традиционно награждаются дипломами и призами. Всем участникам симпозиума были выданы сертификаты. Награждение проводилось в торжественной обстановке в Международном культурном центре ТПУ, был организован праздничный концерт.

Для участников XXII Международного научного симпозиума им. академика М. А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы Геологии и освоения недр» были организованы экскурсии: в музей истории ТПУ, в музейный комплекс ТПУ, в минералогический и палеонтологический музеи, по городу Томску, в центр подготовки и переподготовки специалистов нефтегазового дела (Heriot-Watt).

В рамках симпозиума также были проведены две выставки:

1. Выставка исторических материалов: «О роли В.А. Обручева и М.А. Усова в становлении геологического образования в Сибири»;
2. Выставка «Научные студенты и молодых ученых ИШПР (ГРФ, ИГНД, ИПР) ТПУ с 1901 по 2018 гг.».

Сборник научных трудов симпозиума зарегистрирован в базе РИНЦ. Материалы и итоги симпозиума размещены на сайте симпозиума: usovma.tpu.ru. Сайт симпозиума имеет англоязычную версию.

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

Тематика докладов охватывает важнейшие проблемы и новейшие достижения стратиграфии, палеонтологии, тектоники, исторической и региональной геологии, минералогии, геохимии, петрографии, литологии, полезных ископаемых, металлогении, гидрогеологии и инженерной геологии, геофизики, нефтяной геологии, разработки нефтяных и газовых месторождений и переработки углеводородного и минерального сырья, геоинформационных систем в геологии, 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.

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.

Авторы научных работ на XXII Международном симпозиуме студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр» 2018 г. демонстрируют владение самыми современными методами научных исследований.

Доложенные материалы нередко несут новые научные идеи, отражают современное состояние российской и мировой науки и имеют большую практическую значимость.

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

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

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

В рамках развития сырьевой базы углеводородов (УВ) России новыми объектами исследований становятся уникальные арктические регионы Западной и Восточной Сибири и российский шельф. Подобные

исследования в таких экстремальных условиях требуют разработку новых технологий и методик поисков, разведки и освоения месторождений.

В этом направлении представляет интерес выступление студентов Крутенко Д.С. и Галиева М.Ф. с темой «Глубинный тепловой поток и нефтегазоносность Ямала» (научные руководители профессор Томского политехнического университета Исаев В.И. и профессор Геологического института РАН М.Д. Хуторской). Авторы сделали попытку изучить закономерности изменения глубинных тепловых потоков, оценить корреляцию аномалий тепловых процессов углеводородных становлений месторождений. Таким образом, это позволило авторам разработать геотермические критерии поиска месторождений нефти в арктических регионах Сибири.

Интерес представляет также доклад главного специалиста Окс Л.С. и ведущего специалиста Шубиной М.Д. (ООО «НК «Роснефть» - НТЦ», г. Краснодар) по теме: «Сопоставление аналитических и статистических подходов к оценке пористости газонасыщенных интервалов на примере ряда месторождений Западно-Кубанского прогиба». Дело в том, что сегодня очень актуальны проблемы разработки старых нефтегазоносных месторождений, по которым продолжается эксплуатационное бурение, однако критерии трудноизвлекаемой нефти слабо изучены. В связи с этим актуальной задачей разработки альтернативных методик оценки пористости и перспективности газонасыщенных пластов. Методики оценки пластов по мнению авторов могут быть: определение статистических поправок для методов пористости, получение статистических зависимостей пористости от других параметров пород; использование систем нелинейных уравнений.

Таким образом, для оценки пористости газонасыщенных пластов в качестве базового можно рекомендовать комплекс ГК-НК-ГГКп, характеризующийся наибольшей стабильностью получаемых результатов и наименьшей чувствительностью к погрешностям исходных данных. Для определения пористости в скважинах с ограниченным объемом ГИС может быть использован комплекс ГК-НК-УЭС и статистические зависимости, что позволит увеличить объем петрофизической информации при построении геологических и гидродинамических моделей месторождений и значительно улучшить качество последних.

И, наконец, ряд интересных работ связанных с исследованием механизмов возникновения землетрясений Земли. Ежегодно службами мониторинга по всему миру фиксируются около двух тысяч землетрясений с магнитудой > 5 баллов по шкале Рихтера. В подавляющем большинстве землетрясения приурочены к зонам соприкосновения литосферных плит. Ученые считают, что причиной землетрясений являются глобальные геологические и тектонические силы, но природа и механизм этих сил до сих пор недостаточно изучены и не совсем ясны. Таким образом, актуальность исследования этих явлений очень важна для человечества с целью определения времени возникновения землетрясений, а значит предотвращения человеческих жертв и разрушений.

В данном направлении интересны доклады аспиранта ТПУ Д.Л. Чубарова "Роль приливных сил, как триггера землетрясений, ранжированных по широтам" (научный руководитель профессор ТПУ М.М. Немирович-Данченко), студента Пермского государственного национального исследовательского университета А.С. Мурыськина (научный руководитель доцент О.Н. Ковин) "Экспресс-оценка регистрационных возможностей сети сейсмологических станций с применением формулы Рихтера"; научного сотрудника Института комплексного анализа региональных проблем ДВО РАН М.А. Васильевой "Оценка представительности каталогов землетрясений Приамурья за 2003-2011 гг." (научный руководитель профессор А.М. Петрищевский). Интересные также доклады по другим направлениям.

При минералогических, петрографических, литологических и металлогенических исследованиях использовались такие новейшие методы, как атомная абсорбция, нейтронная активация, эмиссионный спектральный анализ, микрозондовый анализ на микроанализаторе, исследование на импульсном оптическом спектрометре, получение ИК-спектров поглощения стекол в коротковолновой области, рентгеноструктурные исследования типохимизма минералов, рентгено-фазовый метод, комплексный дифференцированно-термический, инфракрасная спектроскопия, катодо-люминесцентная спектрометрия, атомно-эмиссионная спектрометрия с индуктивно-связанной плазмой, инструментальный нейронно-активационный анализ, метод лазерного микроанализа, моделирование минералообразования по методикам М.Б. Букаты, изотропно-геохимические исследования, изучения обогатимости кварцитов посредством аэромеханической очистки с ультразвуковым воздействием, исследования на основе лазерной томографии, электронный, кристаллооптический, фотолюминесцентный анализы, метод осколочной f-радиографии, оригинальные методики расчета количества керогена типа-II по результатам ядерно-геохимической аналитики пород, методики выявления зон флюидомиграции с использованием литогеохимических и петрографических анализов пород, с использованием ГИС-технологий, методов физико-химического моделирования с использованием программного продукта «HydroGeo», сканирующие электронные микроскопы, микроанализаторы, методы изучения кристаллохимии минералов и хромофоров элементов в минералах с помощью метода адсорбционной оптической спектроскопии, ИК-спектроскопии, рентгенофлуоресцентный анализ, методы изучения минерального состава отдельных отходов с целью прогноза возможности их использования в целях переработки на извлечение минералов платиновой группы, метод криометрии для изучения солевого состава растворов газовой-жидких включений, Ag-метод для определения абсолютного возраста отложений и метод электронного парамагнитного резонанса для оценки структурной упорядоченности минералов, микротермометрический метод с использованием микрокриотермостоллика THMSG-600 (Linkam) для исследований флюидных включений, метод натяжного сплайна в программном пакете ArcGis, геомикробиологические методы с дистанционными, структурно-геоморфологическими, структурно-гидрогеологическими методами, показана возможность использования инфракрасных спектров топаза для прогнозных целей, трехмерное моделирование, методы многомерной статистики, дешифрование космо- и аэрофотоснимков и др. При геохимических исследованиях широко применялись уникальные возможности исследовательского ядерного реактора Томского политехнического

университета. В представленных докладах отражены новые методики оценки экологического состояния территорий и отражена возможность применения биогеохимии для оценки уровня техногенного загрязнения. Представлены новые данные по содержанию и закономерностям распределения химических элементов в базальтоидах, по которым была расшифрована геохимическая специализация и обстановки формирования пород, что позволяет применять эти данные при прогнозировании и поисках месторождений полезных ископаемых. В другой части докладов приведены технологии компьютерного моделирования месторождений урана и рудных тел. Впервые была предложена методика разделения существенно радиевых и существенно урановых ореолов внутри одного рудного тела. Все вышеизложенное позволяет грамотно разрабатывать рекомендации по постановке поисково-прогнозных работ и рационально использовать природные ресурсы. Авторами разработаны новые методики оценки перспективных рудных полей на обнаружение месторождений урана, золота, железа, а также кварцевого сырья. Следует отметить, что при решении минералогических, петрографических и геохимических задач наряду с уже традиционными методами отмечается широкое использование новейших методик. Атомно-абсорбционный метод, позволяющий определить около 70 химических элементов. Рентген-флуоресцентный метод, применяемый для исследования химического состава минералов. Сканирующая электронная микроскопия, позволяющая получить изображение поверхности исследуемого объекта с разрешением около 30 нанометров, а также количественный и химический состав исследуемого вещества. Широко используются поляризационные микроскопы с подключенной термокамерой, которые позволяют определить основные характеристики флюидных включений и генетические условия образования минералов. Актуальность заключается в решении научных и практических проблем в области минералогии и геохимии. В представленных докладах получены новые данные по химическому составу гранатов, биотитов, турмалинов из гранитов и пегматитов. В некоторых докладах представлены новые данные по особенностям петрографического состава различных массивов интрузивных пород. В другой части докладов освещены термобарогеохимические условия образования месторождений. Достоверность всех полученных результатов подтверждается значимым количеством проанализированных проб с применением современных методов анализа. В докладах представлены новые данные по геохимии и петрографии ультрамафитов Западного Саяна. В этом направлении интересен доклад студента ТГУ Куликова Е.М. "Петрографические особенности мафит-ультрамафитов массивов Ватынской площади (Св Корякии)". Рассмотрены актуальные вопросы минералогических особенностей грунтов земельного полотна автомобильных дорог Западной Сибири, представлены исследования типоморфных особенностей циркона гранитоидов Рудного Алтая, приведена оценка редкоземельного оруденения восточных областей Памира, рассмотрены особенности химизма пиропов Архангельской и Якутской алмазоносных провинций. В представленных докладах получены новые данные об особенностях происхождения алмазов России и Канады, охарактеризованы минералы - спутники алмазоносного парагенезиса. Среди докладов по этому направлению интерес представляют следующие работы: ведущего инженера Института геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН Ивановой О.А. "Особенности происхождения алмазов из кимберлитов Снэп Лейк (Кратон Слейв, Канада) на основе изучения их морфологии и дефектно-примесного состава азота" (научный руководитель главный научный сотрудник, академик Н.П. Похиленко); студента ТПУ Шевченко Е.А. "Минералы-спутники как индикаторы алмазоносности кимберлитовых трубок" (научный руководитель доцент Синкина Е.А.) и магистранта Новосибирского национального исследовательского государственного университета Скомороховой А.В. "Неоднородность алмазообразующей среды в пределах Алаakit-Мархинского кимберлитового поля" (научный руководитель старший научный сотрудник Института геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН А.М. Логвинова) и другие. Представлены новые данные нефтеносных песчаных пород месторождений Западно-Сибирского бассейна. Отдельно стоит отметить работы по экспериментальным исследованиям процессов кристаллизации с применением методов физико-химического моделирования. Среди докладов по данному направлению интерес представляют такие доклады, как "Экспериментальное исследование процессов кристаллизации двойных нитратов" магистранта Новосибирского национального исследовательского государственного университета Коржневой К. Е. (научный руководитель ведущий научный сотрудник Института геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН Исаенко Л.И.); "Новые подходы при изучении распределения валентных форм ртути в гетерофазных флюидах" научного сотрудника Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова Фяйзуллиной Р.В.; "Метод расчета термодинамических свойств иллитов и монтмориллонитов методом физико-химического моделирования" аспиранта Института геохимии СО РАН Ощепковой О.В. (научный руководитель старший научный сотрудник В.А. Бычинский) и ряд других интересных работ.

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

Новые научные идеи в геологии и гидрогеохимии отразил в своем докладе Заслуженный деятель науки СССР, Лауреат государственной премии СССР, руководитель Сибирской научной гидрогеохимической школы профессор ТПУ [С.Л. Шварцев](#) "Вода – важнейший компонент эволюции окружающего мира". Эти идеи развили и его ученики в своих работах на данной секции. Всем известно, что жизнь без воды невозможна. В то же время мы до сих пор не знаем, как вода ту жизнь создает. В современных гипотезах о происхождении жизни на Земле,

вода либо совсем не упоминается, либо механизмы, которыми она создает жизнь не раскрываются. Еще сложнее дело обстоит с компонентами окружающего мира: растения, почвы, продукты выветривания, ландшафты, вторичные минералы, болото, озеро, река, подземная вода, да и самим человеком. Все эти компоненты непрерывно взаимодействуют между собой. В результате этого одни соединения разрушаются, другие формируются, одни уносятся за пределы зоны действия, другие, наоборот, приносятся из соседних зон, третьи видоизменяются, превращаясь в принципиально новые. Но при этом важно, что идет непрерывный процесс преобразования любого вещества, начиная от горной породы и воды и кончая живой клеткой и человеком. И не просто преобразование, а непрерывное усложнение всего окружающего мира, каждого его компонента, соединения, объекта, субъекта. Это до конца неосознанное наукой преобразование окружающего мира называется эволюция. Тем самым поставлена точка в признании наличия грандиозной эволюции на нашей планете. Теперь уже никто не сомневается, что наш окружающий мир постоянно эволюционирует не от сложного к простому, как раньше думали многие, а от простого к все более сложному.

Но что движет эту эволюцию? Увы, никто не знает, хотя наука изучает эту проблему более 200 лет. С.Л. Шварцев пытался объяснить, что движущей силой эволюции выступает вода, точнее энергия ее молекулярных связей. Он установил, что система вода-порода всегда является равновесно-неравновесной: вода неравновесна с минералами магматических пород, которые она растворяет, но одновременно всегда равновесна с вторичными минералами, которые она формирует. Система вода-порода способна к самопроизвольному непрерывному, геологически длительному развитию с образованием принципиально новых минеральных фаз и геохимических типов воды. Эта система развивается постоянно. Более того, в своих работах он установил, что вода не только растворяет породу, но и тут же формирует новые соединения, включая и те, которых на планете не было. В этом суть созидательной деятельности воды.

Следовательно, с появлением воды на Земле в неживой природе началась строго направленная абиогенная эволюция, которая, в конечном счете, привела к созданию земной коры, тысяч новых твердых минералов, новых типов горных пород и формаций, новых геохимических типов воды. Так шло формирование окружающей нас среды, нового мира, отличающегося всё большей сложностью на каждом последующем этапе своего развития. Принципиально важно, что все минеральные соединения этого возникающего мира зародились в водном растворе в соответствии с законами термодинамики. Но поскольку вода пронизывает все геологические и биологические образования, граница живого с неживым не может очерчиваться столь резко, как это делалось до сих пор. Также нельзя согласиться с представлением об эволюции как случайном и уникальном событии, поскольку созидательна сила эволюции – фундаментальное и неотъемлемое свойство водных растворов, проявляющееся всегда и везде. В природе нет сил, которые могли бы лишить воду способности растворять уже имеющиеся в окружающей среде соединения и формировать принципиально новые, а значит, нельзя остановить грандиозный поступательный процесс преобразования мира, начавшийся на Земле с появлением воды. Вода создает все царства: минеральное, растительное, животное и человека. Ничего другого на нашей планете нет.

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 исследований: аспиранта ТПУ Зиппы Е.В. "Изотопный состав термальных вод провинции Цзянси (Китай)" (научный руководитель д.г.-м.н., профессор Шварцев С.Л.); магистранта ТПУ Чан Тхи Хьонг "Оценка качества питьевой воды и риска развития неканцерогенных эффектов при ее потреблении (на примере подземных вод прибрежной зоны провинции Нгеан (центральный Вьетнам))" (научный руководитель доцент ТПУ Гусева Н.В.). Интересные работы магистранта ТПУ Ворожейкиной Е.А. "Поведение фтора в термальных водах на примере природного комплекса Тарыс (Тува, Россия)" (научный руководитель доцент ТПУ Гусева Н.В.); магистранта ТПУ Дребот В.В. "Химический состав подземных вод района Торейских озёр (Забайкальский край, Россия)" (научный руководитель д.г.-м.н., профессор Шварцев С.Л.); магистранта Московского государственного университета им. М.В. Ломоносова "Гидрогеологические условия накопления редкоземельных элементов в минеральных водах Кавказа" (научный руководитель профессор МГУ Харитонов Н. А.), а также студента Российского государственного геологоразведочного университета им. С. Орджоникидзе Черкинской М.А. "Влияние химического состава подземных вод на процесс образования малахита (на примере зоны гипергенеза сульфидных месторождений)" (научный руководитель доцент Белов К.В.); доклад студента ТПУ Жаворонко В. С. "Влияние очистных сооружений города Талдыкорган на химический состав реки Каратал (Казахстан, г. Талдыкорган)" (научный руководитель профессор ТПУ Савичев О.Г.). Интерес представляют и многие другие доклады. Достоверность всех полученных результатов подтверждается значимым количеством проанализированных проб с применением современных методов анализа. В докладах представлены результаты собственных исследований, полученных в ходе экспедиций, учебных и производственных практик.

Научный и практический интерес представляют материалы по направлению «Гидрогеология и инженерная геология. Геоинформационные системы в гидрогеологических исследованиях». Они посвящены актуальным проблемам экологизации и территориальному планированию водопользования, природообустройства и землеустройства. В настоящее время возрастают объемы и виды гидрогеологических и инженерно-геологических изысканий, исходя из ландшафтно-климатических условий и развития отраслей экономики России, на территориях с распространением многолетнемерзлых пород (ММП). Особое внимание было уделено проблемам водопользования (доклад магистранта ТПУ А.В. Кармановой), также, формируется повышенный интерес к экологическим аспектам взаимодействия человека с геологической средой, как городской (доклад старшего преподавателя Санкт-Петербургского государственного университета Филина Р.А.), так и

промышленной (ассистента ТПУ Гридасова А.Г.; аспиранта ТПУ Пургиной Д.В.). Абсолютное большинство гидрогеологических задач молодые ученые предпочитают решать методами численного моделирования. Не угасает интерес к исследованиям опасных инженерно-геологических процессов (доклад аспиранта ТПУ Дмитриевой С.А.; доклад соискателя ТПУ Надеждиной Ю.Ю.). На сегодняшний день наибольший научно-практический интерес представляют результаты исследований, связанные с гидрогеодинамическими и геоэкологическими проблемами освоения месторождений полезных ископаемых. Так студент ТПУ А.Д. Еркинбеков своей работе исследует динамику водопритоков в подземные горные выработки рудных полей. Впервые в этом году авторы доложили о результатах экспериментальных исследований по данному направлению. Так магистрант ТПУ Зайцева Ю.Л. в своей работе предлагает современную методику обоснования зон санитарной охраны водозабора, в то же время студент Новосибирского государственного архитектурно-строительного университета представил результаты петрографического анализа и экспериментальных исследований анизотропных лессовидных грунтов, Е.С. Василенко рассказала о методах исследования состава органических и органоминеральных грунтов при инженерно-геологических изысканиях (на примере грунтов г. Томска), а студент Российского государственного геологоразведочного университета им. С. Орджоникидзе М.А. Черкинская М.А. обнаружила проявления карстовых процессов на реке Рагуша в бокситогорском районе Ленинградской области. Доклады, представленные по данному направлению, отличались достаточно высоким научным уровнем. В основу большинства докладов были положены данные собственных исследований авторов по научным темам, актуальность которых была несомненна.

При исследованиях в области геологии, поиска и разведки нефтяных и газовых месторождений широко использовались методы компьютерного моделирования геологического строения и процессов разработки нефтяных месторождений с помощью программы Eclipse Шлюмберге и других современных программных средств (для построения трехмерной модели месторождений, для оценки запасов нефти, для установления положения водонефтяного контакта, для статистического анализа данных и т.д.), в том числе новейшее программное обеспечение CENEX, W-Seis, GeoSeism, SURFER и GridMaster, позволяющие реконструировать тектоническое строение малоизученных территорий, также использовались космоснимки при прогнозировании ловушек нефти структурного типа. При изучении химического состава нефти и органического вещества нефтематеринских пород использованы хроматография и хромато-масс-спектрометрия, атомно-адсорбционный анализ, газовая хроматография, рентгеноструктурный анализ, электронная микроскопия, люминесцентная микроскопия, ртутная порометрия, изотопные методы исследований и др. В исследованиях молодых ученых и студентов широко используются информационные технологии и статистические модели поведения коллекторов нефтяных и газовых месторождений, термобарический и геохимический методы реконструкции палеогидрогеохимических условий развития осадочных отложений, методы термостимулированной люминесценции грунтов при поисках месторождений нефти и газа, компьютерное моделирование залежей углеводородов с использованием трехмерных моделей, зарубежные и отечественные программные комплексы по моделированию истории формирования современных структур и прогноза нефтегазоносности месторождений углеводородов, способов применения гидроразрыва пласта и трассерные исследования. В представленных молодыми учеными и студентами докладах рассмотрены вопросы геологического строения и нефтегазоносности Западно-Сибирской, Днепрово-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. Актуальность докладов, выполненных на данной секции соответствует уровню и заключается в решении задач научных и практических проблем в области геологии нефти и газа. Доклады освещают следующие направления: 1) поиски и разведка залежей нефти и газа; 2) геологическое строение отдельных месторождений и нефтегазоносных районов; 3) литологические особенности, расчленение и корреляция нефтегазовмещающих толщ, закономерности размещения в них залежей углеводородов; 4) геохимия нефти и газа: геохимические особенности рассеянного органического вещества и нефтей; 5) геохимические преобразования органического материала в стадийном литогенезе; 6) геохимические методы поисков залежей нефти и газа; 7) литолого-фациальный анализ; 8) реконструкция палеогеографических и фациальных условий нефтегазовмещающих и нефтегазоматеринских отложений; 9) изучение свойств пород-коллекторов и флюидоупоров: петрографического состава, петрофизических и фильтрационно-емкостных свойств; 10) прогнозирование пород-коллекторов на территории нефтегазоносных площадей и месторождений нефти и газа; 11) анализ эффективности геологоразведочных работ; 12) применения и способов проведения гидроразрыва пласта и трассерные исследования; 13) оценка нефтегазового потенциала и масштабов генерации углеводородов; 14) критерии прогноза и перспектив нефтегазоносности отдельных толщ, территорий и регионов; 15) геологическое моделирование месторождений нефти и газа; 16) подсчет запасов нефти и газа на выделенных и изученных месторождениях.

В представленных докладах отражены результаты самостоятельных авторских исследований, полученные в результате обобщения фактического материала, аналитических исследований с применением традиционных (петрографический анализ, литолого-фациальный анализ по керну и электрометрии скважин, гранулометрический анализ, химические, химико-битуминологические, петрофизические, геофизические исследования), так и с применением специальных аналитических исследований, таких как пиролитический метод, люминесцентные методы и др.) и методов математической статистики. Достоверность всех полученных результатов подтверждается значимым количеством проанализированных проб с применением современных методов анализа с использованием новейшего оборудования.

Лучшими докладами признаны: доклад магистранта Новосибирского государственного университета Солмина А.Е. "Сравнительная сейсмогеологическая характеристика осадочного комплекса Ямальской и Гыданской нефтегазоносных областей по данным интерпретации региональных сейсмических профилей МОГТ" (научный руководитель научный сотрудник Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сурикова Е.С.); доклад магистранта Новосибирского государственного университета Мельника Д.С. "Оценка генерационного потенциала пород Хатыспытской свиты венда на северо-востоке Сибирской платформы" (научный руководитель старший научный сотрудник Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Парфенова Т.М.); доклад магистранта Новосибирского государственного университета Маринова Р. В. "Литология и коллектора карбонатных горизонтов венда центральной части Непско-Ботубинской антеклизы" (научный руководитель старший научный сотрудник, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Варакина И.В.); доклад младшего научного сотрудника Института нефтегазовой геологии и геофизики им. Трофимука СО РАН Локтионовой О.А. "Моделирование процессов генерации углеводородов в нижне-среднеюрских отложениях Усть-Тымской мегавпадины"; доклад магистранта Пермского национального исследовательского политехнического университета Лигиньковой Я.С. "Уточнение геологического строения Малиновской и Бобриковской залежей Шершневого месторождения с использованием результатов ГИС" (научный руководитель профессор Галкин В.И.); доклад студента Самарского государственного технического университета Сундуковой М. С. "Выделение нефтесодержащих пластов в сильноглинистом разрезе" (научный руководитель доцент Чемоданов В.Е.); доклад студента Казанского федерального университета Хабибуллиной Н. И. "Глинистая компонента терригенных пород и ее влияние на их коллекторские свойства" (научный руководитель профессор Морозов В.П.); доклад магистранта Томского политехнического университета Исмаевой Л. "Анализ выработки запасов нефти из горизонта Ю1 на примере месторождения Каракудук (Казахстан)" (научный руководитель доцент Ильина Г. Ф.) и многие другие доклады.

В 2018 году симпозиум посвящен 155 - летию со дня рождения академика В. А. Обручева, 135 - летию со дня рождения академика М. А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы и 110 – летию первого выпуска горных инженеров в Сибири. На открытии симпозиума были заслушаны доклады, посвященные выдающему академику с мировым именем В.А. Обручеву, который является основателем горно-геологического образования в Сибири и основателем Сибирской научной геологической школы. Сибирская горно-геологическая школа играла и сегодня играет определяющую роль в открытии и освоении минерально-сырьевых ресурсов не только Сибири и Дальнего Востока, но и Средней Азии. Именно он создал в 1901 году в Томске горно-геологическое отделение в Томском инженерно-технологическом институте (ТТИ). И первой кафедрой которую он создал была кафедра геологии, палеонтологии и исторической геологии. В.А. Обручев – это первый штатный геолог Сибири, впоследствии ставший академиком (АН СССР 1929 г.), Героем социалистического труда (1945 г.), первым в нашей стране Лауреатом ленинской премии (1926 г.) и дважды Лауреатом Государственной премии (1941, 1950 гг.). Он создал и вырастил целую плеяду выдающихся учеников-ученых, педагогов и геологов. И прежде всего академика М.А. Усова, который продолжил дело своего учителя. Под руководством Усова М.А. Сибирская горно-геологическая школа и высшая школа страны (ТТИ) превратились в мощный учебный и научно-производственный комплекс, успешно решающий вопросы подготовки научных и производственных кадров и успешному развитию минерально-сырьевой базы Сибири. С его именем связано становление Кузбасса, строительство гиганта – кузнецкого металлургического комбината и всей горнодобывающей промышленности Сибири и Казахстана. Именно с этими выдающимися связано рождение геологической школы, нашего института и наша задача не уронить их память, продолжить их традиции и дать импульс дальнейшему развитию их блестящих начинаний.

По научному направлению региональной геологии, палеонтологии и стратиграфии авторами по данному направлению были 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 связи с тем, что многие озера находятся под угрозой исчезновения и глобального климатического изменения, а целые народы испытывают засуху, современные исследования озер сегодня весьма актуальны.

С интересной научной работой выступила студент ТГУ Е.А. Осипова "Значение некоторых представителей порядка Czekanowskiales для расчленения среднеюрских отложений Нюрольской впадины (Западная Сибирь)" (научный руководитель доцент ТПУ Рычкова И.В.). Авторами установлено, что стратиграфические диапазоны видов рода Czekanowskiales дают возможность датировать флору как бат-келловей – оксфорд. Данный род имеет широкий стратиграфический диапазон и встречается как в томском, так и в наукаском фитогоризонтах Западной Сибири. Виды изученных авторами растений, имеющие узкий стратиграфический диапазон, позволяют использовать их для стратиграфического расчленения и проводить межплощадную корреляцию нефтегазоносных отложений.

Интересны работы студента Башкирского государственного университета Сагдеевой Н.С. "Тектоническое строение Исянгуловской площади" (научный руководитель доцент Н.Н. Ларионов), студентов Югорского государственного университета Мизиной Н.В. и Хайруллина К.А. "Результаты геоморфологического

картирования Западной части Самаровской горы (г. Ханты-Мансийск)" (научный руководитель доцент К.Ю. Кудрин). С интересным докладом также выступили студенты Томского государственного университета Ю.Ю. Бражников "Предварительные результаты палеонтолого-стратиграфических исследований четвертичных отложений Таштыпской площади (Хакасия)" (научный руководитель доцент С.А. Родыгин), Е.А. Постольник и А.О. Фролов "Стратиграфия и палеогеография среднеюрских местонахождений флоры и фауны (Тисульский район Кемеровской области и Шарыповский район Красноярского края)" (научный руководитель доцент С.В. Иванцов), студента ТПУ Назаровой А.М. "Литолого-фациальная характеристика среднедевонских отложений рифогенных массивов юго-востока Западной Сибири и оценка их нефтегазоносности" (научный руководитель доцент Рычкова И.В.).

Интересны и другие доклады. Уникальные исследования работ с остатками крупных млекопитающих регулярно проводятся в Северной Якутии. В многолетней мерзлоте Якутии сохраняются не только скелеты и кости млекопитающих ледникового периода, но и их замороженные трупы, представляющие особую научную и музейную ценность, где находки ведутся уже десятки лет. Найдены впервые в мире ископаемые псовые плейстоценового возраста с сохранившимися тканями, внутренними органами и, возможно, одной из первых одомашненных собак в Сибирской Арктике. Результаты проведенных комплексных исследований являются несомненным вкладом в мировую палеонтологическую науку. Студенты ТГУ и других вузов Сибири выполнили ряд интересных докладов посвященных новым палеонтологическим находкам Сибири. В докладах представлены новые находки и тафономия таких животных как мамонт, шерстистый носорог, бизон, лошадь, олень, лось и др.

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 представленных докладах отражены основные правовые вопросы земельно-имущественных отношений, обоснования градостроительных решений, возможность использования геоинформационных систем для анализа, прогнозирования и планирования территорий, вопросы, связанные с кадастровым учетом земель и кадастровой оценкой объектов недвижимости.

В рамках работы секции впервые был организован круглый стол «Интеграция, партнерство и инновации в землеустроительной науке и образовании» с участием директора «Федеральной кадастровой палаты Федеральной службы государственной регистрации, кадастра и картографии» Файта Виталия Константиновича, директора ООО «Ваш партнер» Перемитина Игоря Сергеевича и других представителей производства. Основной задачей круглого стола являлось обсуждение современных тенденций развития земельно-имущественных отношений и вопросы связанные с реализацией ФЗ № 218 «О государственной регистрации недвижимости». Для этого были рассмотрены и обсуждены в разрезе «настоящее состояние – вероятное будущее – желаемое будущее» следующие вопросы:

- практика установления границ населенных пунктов, территориальных зон и зон с особыми условиями использования территорий;
- практика разработки проектов планировки и межевания территории;
- проблемы развития дорожно-транспортной инфраструктуры;
- виды недвижимого имущества, подлежащего кадастровому учету;
- нарушения требований земельного законодательства;
- проблемы предоставления земельных участков из государственной и муниципальной собственности.

На секции «Землеустройство. Наука и практика» традиционно отмечается активное участие различных вузов России и других стран, представленных из 11 городов 4 стран: Ирака (Иракский университет); Казахстана (Казахский Национальный аграрный университет (г. Алматы); Беларуси (Институт природопользования Национальной академии наук Беларуси (г. Минск) и Белорусская государственная сельскохозяйственная академия (г. Горки)). Представленные доклады выявили общие проблемы в землеустройстве России, стран Европы, Америки и Азии. Отчетливо проявилась международная тенденция к рациональному использованию земельных ресурсов, особенно отличающихся высоким плодородием.

Безусловный интерес представляют работы: студента Тюменского индустриального университета Пайвиной Д. Д. «Организация туристско-рекреационного землепользования на основе исследования потенциально-пригодных территорий Нефтеюганского муниципального района» (научный руководитель доцент Подковырова М.А); магистранта ТПУ Файта А. В. «Анализ особенностей и результатов поиска площадок для размещения сооружений связи» (научный руководитель старший преподаватель Козина М.В.); магистранта ТПУ Гатиной Н. В. «Роль инженерных изысканий при разработке проектов планировки и межевания территории» (научный руководитель старший преподаватель Козина М.В.); студента ТПУ Шинковской А.Н. «Нарушение градостроительных регламентов на примере строительства асфальтового завода в с. Зоркальцево»; магистрантов ТПУ Бедрицкого Р. В., Тиспирекова Р. П. «Проблемы землеустройства в зонах проявления неопериодических

быстропротекающих процессов»; магистранта ТПУ Макарцовой Е. С. «Экологические риски эксплуатации снежных отвалов». Интересны и многие другие доклады.

Основная часть представленных на секции докладов характеризовалась анализом правовых аспектов землеустройства на местных материалах, вопросами трансформации землепользований, территориального планирования и прогнозирования, а также – землеустройства загрязненных территорий.

Доклады, представленные на секцию «Геология и разведка руд редких и радиоактивных элементов, стратегических металлов» полностью отвечают научному направлению и тематике секции. Актуальность докладов, выполненных на высоком научном современном уровне, не вызывает сомнений и заключается в решении научных и практических проблем в области геологии, геохимии, радиогеохимии, поисков и разведке руд редких и радиоактивных элементов, стратегических металлов. В частности, интересны исследования ртути, доложенные в ряде докладов на секции.

Ртуть – это химический элемент, который находится в конце периодической системы (№80), кларк его в каменных углях 0,1 г/т [2]. Ртуть технофильна, присутствует во всех компонентах окружающей среды, имеет множество форм нахождения, что сильно затрудняет ее изучение. Металл является супертоксицидным даже в очень низких концентрациях. Высокая подвижность ртути в окружающей среде определяется ее физическими и химическими особенностями, большим количеством форм нахождения и их взаимопереходами при изменении Ph и Eh среды. В работе студента ТПУ Еремеевой В.В. «Ртуть в углях Бейского месторождения Минусинского каменноугольного бассейна». Распределение ртути в угленосных отложениях Бейского месторождения Минусинского каменноугольного бассейна крайне неравномерно. Величина среднего содержания ртути по пластам варьирует от 28,5 мг/т (пласт 16) до 131 мг/т (пласт 19б), тогда как среднее для месторождения составляет 59,1 мг/т. В разрезе пластов распределение ртути еще более неравномерно. В большинстве случаев отчетливо видна приуроченность высоких содержаний ртути к прикровельным и припочвенным его участкам. Также ртутью обогащены тонштейны, которые представляют из себя вулканогенные пирокластические горизонты в угольных пластах, преобразованные в условиях торфяной залежи в каолинистые прослойки относительно небольшой мощности. Содержание ртути в тонштейнах и притонштейнных горизонтах в углях может достигать аномальных значений по сравнению с другими участками пласта.

В настоящее время атомная абсорбционная спектрометрия является основным методом определения форм нахождения ртути в угле. Изучение форм нахождения ртути в углях важно для лучшего понимания ее геохимии, в частности ее миграции и природы накопления в угле.

Проведенные исследования позволяют сделать следующие выводы:

1. Среднее содержание ртути в угольных пластах составляет 59,1 мг/т, что в 2 раза ниже кларка для каменных углей.

2. Ртуть в углях Бейского месторождения Минусинского каменноугольного бассейна имеет весьма неравномерный характер распределения. В угольных пачках ртутью в основном обогащены тонштейны и уголь в зоне контакта с ними.

3. Изучение форм нахождения ртути в угле Бейского месторождения методом термодесорбции позволило предположить наличие двух форм нахождения ртути, а именно сорбционную и минеральную.

4. Интересны также такие доклады как: студента ТПУ Сафина Р. И. «Структурные условия и механизм формирования золото - кварцевых жил Мало-Тырынского рудного поля (Республика Саха) и возможности их обнаружения радиогеохимическими методами» (научный руководитель доцент В.А. Домаренко), магистранта ТПУ Абраева Д. Е. «Геолого-структурная позиция и минералого-геохимическая зональность Малеевского рудного узла (Республика Казахстан)» (научный руководитель профессор Рихванов Л.П.), студента ТПУ Сосниной Н. А. «Геохимия элементов-примесей в углях Сахалинского бассейна» (научный руководитель профессор Арбузов С.И.). Интересны доклады сотрудников Института минеральных ресурсов (ИМР) Республики Узбекистан Р.Р. Рустамжонова «Модель рудно-магматической системы (РМС) уран-редкометалльного месторождения Чаркасар-1» и А. Т. Холиёрова «Позиции размещения и особенности скарнового оловянно – вольфрамового оруденения Сукарской площади (Южный Узбекистан)». Достоверность всех полученных результатов подтверждается значимым количеством проанализированных проб с применением современных методов анализа с использованием новейшего оборудования.

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

моделирования разработки нефтяных месторождений (Eclipse 100t, GeoQuest, Petrel, Tempes). Кроме того, участниками симпозиума предложена механистическая модель лифта скважины при моделировании совместной разработки газовой шапки и оторочки высоковязкой нефти; оригинальная методика определения стратегии разработки нефтяных месторождений Западной Сибири, интегрированная с анализом рисков и неопределенностей; оригинальные экспериментальные исследования процессов вытеснения нефти различными композициями из реальных образцов керна. В работах использовано математическое и физическое моделирование процессов нефтеизвлечения, проведены натурные эксперименты и испытания новых устройств и технологий на действующих месторождениях. Молодыми учеными предложены разработки новых оригинальных программ для решения конкретных задач по интенсификации добычи углеводородов и производительности скважин на нефтяных месторождениях на поздних стадиях разработки и при наличии осложнений, вызванных асфальтосмолопарафиновыми отложениями. В частности, рассмотрено осложняющее добычу нефти тепловое взаимодействие скважинной продукции и узлов установки электроцентробежного насоса, приводящее к преждевременному выходу из строя погружного оборудования и кабельных линий. Построена физическая и математическая модель вынужденного конвективного теплообмена между трехфазным потоком флюида и погружным электродвигателем при различных свойствах флюида (плотности, вязкости, газонасыщенности, обводненности) и параметрах погружного оборудования (габаритных размеров двигателя, мощности, диаметра эксплуатационной колонны и др.). Актуальность данной проблемы обусловлена часто встречающимся отказом двигателя и кабельных линий по причине недостаточного охлаждения. Кроме того, экспериментальными и теоретическими исследованиями молодых ученых установлено, что образование дисперсных систем (эмульсий) внутри пласта может благоприятно сказываться на подвижности исходной нефти, тем самым, увеличивая ее дебит. Проведены исследования процессов образования и разрушения водо-нефтяных 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 наноконкативных катализаторах; 6) влияние ультрафиолетового облучения цеолитных наноконкативных катализаторов на выход и селективность образования жидких углеводородов.

Доклады, представленные на секцию «Современные технологии разработки нефтяных и газовых месторождений» полностью отвечают научному направлению и тематике секции. Доклады выполнены на высоком современном уровне. Актуальность заключается в решении научных и практических проблем в области профессиональной деятельности разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений. В представленных докладах отражены комплексные исследования скважин и пластов, технологических процессов добычи сбора и подготовки нефти и газа. Предложены алгоритмы по комплексному моделированию разработки сложнопостроенных месторождений нефти и газа; применению методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации притока; исследованию нефтяных и газовых скважин; оптимизации процессов добычи, сбора и подготовки нефти. Достоверность всех полученных результатов подтверждается значимым количеством проведенных исследований с применением современных методов анализа, молодые исследователи из числа студентов, магистрантов и аспирантов, представившие свои доклады на симпозиуме, широко использовали программные средства автоматизированного проектирования различных технических устройств.

Одними из лучших докладов по данному направлению являются следующие доклады: аспиранта Института неорганической химии СО РАН Полухова Д.М. «Исследование динамики образования и разложения гидрата метана в нефтяных дисперсиях в статических условиях и при перемешивании» (научный руководитель ст.н.с. Стопорев А.С.), магистрантов ТПУ Фам Динь Ан и Донг Ван Хоанг «Обработка результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин при отсутствии позднего радиального режима фильтрации» (научный руководитель профессор ТПУ Сергеев В.Л.), магистрантов Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина Никитина М. Н. и Тимошенко В.Г. «Погружной бесштанговый насосный агрегат с линейным электродвигателем для добычи нефти из малодебитных скважин» (научный руководитель профессор Ивановский В. Н), магистранта ТПУ Синебрюхова К. В. «Анализ применения технологии многостадийного гидроразрыва пласта юрских отложений на горизонтальном участке ствола скважины на месторождениях Западной Сибири: выбор длины скважины» (научный руководитель профессор Зятиков П.Н.). Интересны и многие другие доклады по данному направлению.

В области современной технологии и техники бурения скважин применялся весь арсенал современных методов: тонкие физические измерения (электромагнитная эмиссия, дозированное радиационное облучение), современные математические методы обработки анализов на ЭВМ, выявлена новая возможность применения высокомолекулярного поливинилпирролидона в качестве добавок в тампонажные растворы, имеющих повышенную прочность почти в 2 раза и равные 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.

Молодыми учеными представлены результаты экспериментальных исследований принципиально нового метода бурения – это электро-импульсное бурение, которое находится сегодня еще в стадии разработки.

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. Интерес представляют доклады студентов и аспирантов под руководством Ковалева А.В., доцента Томского политехнического университета, посвященные особенностям технологии шароструйного бурения. 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. Актуальными в настоящее время в России и за рубежом становятся проблемы создания и освоения новых технологий и техники в экстремальных условиях Арктики (бурение в арктическом шельфе и вечной мерзлоты в континентальных районах Арктики).

Среди лучших докладов необходимо отметить доклад аспиранта Сибирского федерального университета Мищенко Е. И. «Исследование особенностей фильтрации буровых растворов с добавками наночастиц» (научный руководитель доцент Минаков А.В), в котором представлены результаты экспериментальных исследований фильтрационных свойств микросуспензий глинистых частиц с добавками наночастиц - порошка оксида кремния. Тема эта сегодня крайне актуальна, так как фильтрационные потери бурового раствора в пласт являются одной из основных причин распространения трещин и нарушения устойчивости ствола скважины. Эти процессы существенно увеличивают затраты и риски бурения во всем мире и грозят стать еще более серьезными проблемами в будущем. Финансовые последствия непроизводительных затрат времени из-за нарушения устойчивости ствола скважины настолько существенны, что операторы могут предусматривать от 10 до 20% утвержденных затрат на возможны простои по этой причине. Фильтрационные потери – ситуация, когда буровой раствор частично или полностью уходит в пласт через области, называемые зонами поглощения. Несмотря на то, что микросуспензии с добавлением наночастиц в последнее время довольно

много изучаются, в нефтегазовых технологиях они фактически являются новым объектом исследований. Здесь их свойства изучены еще весьма фрагментарно.

Интересны и другие доклады: студента ТПУ Ушакова Л. А. «Влияние выбора смазочной добавки на износостойкость эластомера винтового забойного двигателя в различных дисперсионных средах бурового раствора» (научный руководитель старший преподаватель А.В. Епихин); студента Северо-Восточного федерального университета им. М.К. Амосова, г. Якутск Иванова А. А. «Возможности применения ковшового бура в условиях криолитозоны при разведке россыпных месторождений полезных ископаемых» (научный руководитель доцент Тимофеев Н.Г.) и многие другие доклады.

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 магистрантов Тюменского индустриального университета Воронова А. В. и Долинина М. О. разработана модель цифрового профилемера и программного обеспечения для обработки результатов измерений; в работе магистрантов Омского государственного технического университета Гильдебрандт М. И. и Вейде В. И. дана математическая модель увлажнения грунта основания резервуара, в докладе магистранта ТПУ Колоскова Р. В. даны результаты исследования влияния вибрации газа на ГРС, а в работе магистранта Уфимского государственного нефтяного технического университета Пономарева Т. Д. дано обоснование физико-химических методов реновации скважин подземных хранилищ газа на основе спектральных методов диагностики состава и структуры кольматанта в призабойной зоне пласта. Интерес вызывают и ряд других докладов, несущих актуальность и новизну.

По направлению «Современные технологии и техника транспортировки и хранения нефти и газа» участники симпозиума в своих сообщениях отражают решения актуальных сегодня задач, стоящих перед ОАО «АК «Транснефть», АО «Транснефть – Центральная Сибирь», ОАО «Газпром». Научные идеи и инженерные методики расчетов, представленные в докладах, позволяют использовать их в качестве экспресс-методов оценки при проектировании магистральных трубопроводов и насосно-силового оборудования. В своих расчетах, подтверждающих научные идеи, участники симпозиума использовали общие положения теории размерностей, гидравлического подобия и моделирования явлений, методы математической статистики обработки результатов экспериментов, микроструктурный анализ, потенциометрию, метод спектрального разложения Фурье. Часть работ является конструкторскими разработками. В ряде работ рассмотрены результаты внутритрубной диагностики магистральных нефтегазопроводов. Изучены признаки особо опасного вида разрушения нефтегазопроводов – коррозионного растрескивания со стороны внешней катоднозащитенной 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 Simulation; рассмотрена возможность применения машин Стирлинга для предотвращения потерь легких фракций углеводородов от испарения при хранении нефти и нефтепродуктов в резервуарах. В представленных докладах отражены разработанные авторами методики оценки состояния объектов магистральных трубопроводов и рекомендации по их применению.

Представлены статьи аналитического характера (приведен анализ метрологического обеспечения газораспределительных станций; сформулирована проблема разработки комплексной системы подогрева высоковязких и быстрозастывающих нефтей и нефтепродуктов и др.); результаты личных экспериментальных исследований (например, состава и свойств изоляционных покрытий для газонефтепроводов), направленных, в том числе, на разработку нового оборудования и устройств (измеритель объемной плотности заряда протекающей жидкости) и совершенствование технологий (композиция грунтового основания резервуара для хранения нефти и нефтепродуктов; совершенствование системы мониторинга за состоянием оборудования). Отдельные статьи, посвящены оптимизации режимов перекачки углеводородной среды с учетом различных условий эксплуатации. Среди наиболее интересных и практически значимых докладов необходимо отметить: доклад магистранта ТПУ Чехлова А.Н. «Анализ путей повышения эффективности сооружения и эксплуатации линейной части магистральных нефтегазопроводов в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов» (научный руководитель доцент ТПУ Чухарева Н.В.); магистранта ТПУ Борисова Д.И. «Установка боновых заграждений на зимний период» (научный руководитель доцент ТПУ Чухарева Н.В.); студентов Санкт-Петербургского горного университета Давыденко М.И. и Ярославовой Ю.Э. «Анализ возникновения дефектов в процессе длительной эксплуатации полиэтиленовых газопроводов» (научный руководитель доцент Назарова М.Н.); магистранта ТПУ Герасиной Т.А. «Изучение влияния транспортируемой среды на надежность

изоляционного покрытия» (научный руководитель доцент Зарубин А.Г.); студента ТПУ Коршунова В.С. «Стабилизация параметров гидравлических испытаний линейной части магистральных трубопроводов в неизотермических условиях» (научный руководитель доцент Рудаченко А.В.); ассистента Тюменского индустриального университета Голик В.В. и студента Тюменского индустриального университета Ковалева Д.В. «Разработка методики оценки теплового состояния нефтепроводов в многолетнемёрзлых грунтах арктической зоны» (научный руководитель профессор, академик Моисеев Б. В.); магистрантов ТПУ Кириллина А.А. и Мисюн М.А.

«Исследование процесса транспортировки высоковязкой нефти с помощью модели в среде графического программирования» (научный руководитель доцент Никульчиков В.К) и целый ряд других интересных докладов. Особо следует отметить, что часть докладов посвящена проблеме проведения газопроводов в экстремальных условиях Арктики и Крайнего Севера, что сегодня очень актуально. Причем речь шла как о проведении газонепроводов на шельфе, в морских условиях, так и в условиях вечной мерзлоты на севере континента.

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

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

Методики исследований и новейшие методы: экспериментальный, использовались стандартные и общепринятые методы исследований, такие, как например напряженно-деформированное состояние массива горных пород и управления мобильными (самоходными) машинами, устройства регулирования энергии импульса гидроимпульсного механизма, внедрением 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 элементы микроэлектроники. Многие работы реализованы посредством программного комплекса метода конечных элементов ANSYS.

Так, интерес представляют работы: студентов Пермского национального исследовательского политехнического университета Зверева Д.И. и Лукьянец Е.В. «Исследование геологических условий проявления газодинамических явлений в условиях верхнекамского месторождения калийных солей» (научный руководитель профессор Андрейко С. С.); аспиранта ТПУ Мельнова К. В. «Исследование поперечных и продольных колебаний буровой колонны» (научный руководитель профессор Л.А. Саруев); студента ТПУ Боюн И. С. «Сухие газодинамические уплотнения» (научный руководитель доцент Зиякаев Г.Р.); студента Пермского национального исследовательского политехнического университета Шарафутдинова Р.Р. «Определение газоносности пород по свободным и связанным газам на руднике ООО «Еврохим-Волгакалий» (научный руководитель доцент О.В. Иванов.); главного геолога геологического отдела управления горных работ НАО «Научный центр промышленной безопасности» (г. Кемерово) Шубиной Е.А. «Бурение многофункциональных скважин с целью разведки и дегазации угольных пластов» (научный руководитель профессор В.Г. Лукьянов); магистранта Технического института (филиала) Северо-Восточного федерального университета имени М.К. Аммосова, (г. Нерюнгри) Анисимова А.Н. «Разработка мер безопасности от ядовитых газов, образованных при буровзрывных работах на трубке «Заря»» (научный руководитель профессор Гриб Н. Н.); преподавателя Карагандинского государственного технического университета Айтпаевой А.Р. «Технология и основные параметры управления состоянием массива механизированной крепью» (научный руководитель профессор Портнов В. С.); магистрантов Северо-Восточного федерального университета им. М.К. Аммосова Капитонова М.М. и Кузнецова П.Ю. «Технологические решения по конструкции днищ очистных блоков в неустойчивых рудах» (научный руководитель доцент Петров А. Н.); младших научных сотрудников Института горного дела Сибирского отделения Российской Академии наук (ИГД СО РАН) Рыбалкина Л.А. и Дробчика А.Н. «Вибрационный стенд и результаты экспериментальных исследований влияния упругих колебаний на скорости фильтрации газа» (научный руководитель заведующий лабораторией, д.т.н. Сердюков С. В.). Интересны и многие другие доклады.

По направлению «Моделирование процессов при транспортировке нефти и газа» доклады выполнены на высоком современном научном уровне. Актуальность их заключается в решении научных и практических проблем в области гидродинамики, тепломассопереноса во внутренних системах (трубах и каналах), экспериментальных и теоретических методов исследования гомогенных и гетерогенных потоков, реологии вязких сред и теплофизики. В 2018 г. работу секции открыл пленарными докладами д.ф.-м.н., профессор Инженерной школы 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; выяснению 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 и Арктики. 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 tecinics; численное моделирование мелкомасштабных процессов в рамках низкорейнольдсовых течений и с неньютоновской реологией. В процессе исследования авторами использованы современные сведения по комплексному физико-математическому моделированию процессов переноса импульса, тепла и массы в реологически сложных системах, основанных на привлечении феноменологической и статистической теорий турбулентности, данных бесконтактных средств регистрации изменений пульсационных полей скорости, температуры и концентрации как в гомогенных, так и в гетерогенных средах. В численных исследованиях сложных процессов течения и тепломассообмена в трубопроводах выделяются эффективные и быстродействующие алгоритмы со сквозным расчетом характеристик течения непосредственно со стенки, включая ламинарный подслои и буферную зону. Получены новые данные по гидродинамической и тепловой структуре смесей в условиях пространственной и тепловой деформации углеводородных сред, при действии сосредоточенных и распределительных нагрузок на трубопроводы, проложенных на местности со сложным рельефом и климатическими условиями. Прогноз аварийных ситуаций функционирования трубопроводов и оптимизация режимов их работы, как правило, выполнены по многопараметрическим моделям турбулентности, опирающимся на полные дифференциальные уравнения Лоя, компоненты для полного тензора напряжений Рейнольдса, удельных скалярных потоков тепла и массы. Все методики оригинальны и до настоящего времени редко используются в практике прикладных расчетов гидродинамики и тепломассообмена из-за слабой апробированности на технических системах. В ряде докладов приведены новые схемы расчета и эффективные алгоритмы расчета пристеночных потоков напряжений и деформаций. Показаны результаты апробации редко используемых в практике прикладных расчетов модели турбулентности. Представленные исследования могут служить материалом, подтверждающим большие потенциальные возможности используемых моделей и методов в расчетах сложных сопряженных процессов в природе и технике.

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

Быкова Р.С. «Исследование вихреобразования в несжимаемых потоках в трубопроводах с использованием ПК Ansys Fluent. Картины процессов» (научный руководитель профессор Харламов С.Н.); магистранта ТПУ Вахитова Д. Л. «Моделирование виброакустических эффектов в реологически сложной среде под действием критических нагрузок» (научный руководитель профессор Харламов С.Н.); магистрантов ТПУ Федотова Д.А. и Шаламова В. В. «Моделирование фильтрации жидкости в пористой среде» (научный руководитель профессор Харламов С.Н.); магистранта ТПУ Вакурова А. А. «Оценка НДС резервуара Сузунского месторождения» (научный руководитель профессор Харламов С.Н.). Интересны также другие доклады молодежи по данному направлению.

В направлении «Переработка углеводородного сырья» молодыми учеными использовались следующие новые методы: современные физико-химические методы исследования металлических и наноструктурированных цеолитных катализаторов: ИК-Фурье спектроскопия, рентгенофазовый анализ с помощью дифрактометра Shimadzu XRD-6000, дифференциальный термоанализ на приборе синхронного термического анализа NETZSCH STA 409 (Германия), электронно-микроскопические исследования на растровом электронном микроскопе VEGAII LMU (Чехия) с системой рентгеновского энергодисперсионного микроанализа, интегрированного с VEGAII LMU, Oxford INGA Energy 350; кислотные и каталитические свойства интерметаллидов и наноструктурированных цеолитных катализаторов изучены на специальных автоматизированных установках: термодесорбционная и проточные автоматизированные каталитические установки с различным объемом реакторов; современные методы исследования физико-химических свойств нефтеполимерных смол, а также новейшие методы термогравиметрии, рентгеноструктурного анализа, БЭТ, спектроскопии ЯМР ¹³C, метод ГХ-МС, спектроскопии ЯМР ¹³C, ¹H, ИК, метод математического моделирования, применение интеллектуальных программных комплексов, газовой хроматографии, метод термодесорбции и др. Лучшие содержат результаты теоретических и экспериментальных исследований эффективности применения новых методов и технологий: 1) утилизация и глубокая химическая переработка попутных нефтяных газов (ПНГ) на наноструктурированных модифицированных цеолитсодержащих катализаторах в жидкие углеводороды и «сухой газ»; 2) углекислотная конверсия природного газа в синтез-газ на интерметаллидах никеля и алюминия; 3) переработка прямогонных бензиновых фракций газовых конденсатов и нефти на наноструктурированных модифицированных цеолитных катализаторах в высокооктановые бензины марок «Евро-4 и 5»; 4) получение различных модифицированных нефтеполимерных смол с улучшенными характеристиками из жидких продуктов пиролиза; 5) моделирование процессов промышленной подготовки нефти, газа и газового конденсата и заводской переработки углеводородного сырья (обессоливание, обезвоживание, каплеобразование, сепарация, ректификация, каталитический риформинг, изомеризация, дегидрирование, гидрирование, алкилирование); 6) освещены вопросы совершенствования процессов переработки тяжелой смолы пиролиза в ценные химические продукты, а также получения 2-этилгексановой кислоты, как основного компонента при производстве металлокомплексных катализаторов и других веществ; 7) представлены результаты модернизации нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств с применением технологических моделирующих систем; 8) показана актуальность повышения ресурсоэффективности переработки различных видов углеводородного сырья в продукты с высокой добавленной стоимостью – высокооктановые моторные топлива и добавки к ним, полуфабрикаты синтетических моющих средств – линейные алкилбензолы, тяжелая смола пиролиза – сырье для производства 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 нефтегазопромышленной 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.

Магистрантами, аспирантами и молодыми учеными при выполнении научных работ использовались современные физико-химические методы исследования различных микро – и мезопористых цеолитных материалов, модифицированных металлами, оксидами и сульфидов металлов: цинка, галлия, никеля, хрома, ванадия, олова и гетерополисоединениями молибдена, вольфрама и других металлов: ИК-Фурье-спектроскопия, рентгенофазовый анализ с помощью дифрактометра Shimadzu XRD-6000, дифференциальный термоанализ на базе прибора синхронного термического анализа NETZSCH STA 409 (Германия), электронно-микроскопические исследования на растровом электронном микроскопе VEGAII LMU (Чехия) с системой рентгеновского энергодисперсионного микроанализа. Кислотные и каталитические свойства различных модифицированных цеолитных систем исследованы на специальных установках: термодесорбционные и проточные автоматизированные каталитические установки. Также использованы различные современные физико-химические методы исследования нефтеполимерных смол, тяжелых фракций нефти, нефтяных остатков (гудроны, битумы, нефтяные парафины), применение новых интеллектуальных программных комплексов, газовой хроматографии, термодесорбции, катализа и др.

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 С3-С4 на цеолитных катализаторах, модифицированных гетерополисиодинениями Мо и W. Показано, что введение гетерополисиодинений Мо 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. 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 (Инженерная школа 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. В ряде докладов представлены результаты конверсии легких углеводородов С3-С4 ПНГ в ароматические углеводороды на цеолитных катализаторах, модифицированных 1-3 мас. % сульфида цинка. В результате проведенных исследований установлено, что с повышением температуры процесса происходит увеличение выхода жидких продуктов конверсии для всех образцов, причем для образца с 3 % ZnS выход жидких продуктов (ароматических углеводородов С6-С10) достигает 60,6 мас. % при температуре 600 оС.

Лучшие доклады содержат результаты теоретических и экспериментальных исследований с использованием различных физико-химических методов и технологий:

- химическая переработка природных и попутных нефтяных газов (ПНГ) на модифицированных цеолитных катализаторах в низшие олефины, ароматические углеводороды;
- переработка прямогонных бензинов нефти и газовых конденсатов в высокооктановые бензины на модифицированных цеолитсодержащих катализаторах;
- получение различных модифицированных нефтеполимерных смол с улучшенными характеристиками из жидких продуктов пиролиза;
- моделирование процессов промышленной подготовки нефти и газа, промышленной сепарации и ректификации, каталитического риформинга, дегидрирования и алкилирования, гидрирования и других процессов превращения углеводородов;
- переработка тяжелых фракций нефти и нефтяных остатков: битумов, гудронов и нефтяных парафинов в различные ценные продукты.

Из лучших докладов наиболее интересными являются: авторы Власова Н. Д. и Ильков В.И. (студенты Томского государственного университета) «Синтез вольфрамвисмутитовой кислоты и ее солей кобальта и никеля, перспективных катализаторов переработки углеводородного сырья» (научный руководитель доцент Егорова Л.А.); авторы Маслиенко М.М., Педаш Д. В., Хасанов В.В. (Томский политехнический университет) «Конверсия попутных нефтяных газов С3-С4 в арены на цеолитных катализаторах» (научный руководитель профессор Ерофеев В.И.); авторы Хаялиева Л. Р., Старовойт М. В., Нгуен Ван Тхань (Томский политехнический университет) «Защитные покрытия на основе модифицированных нефтеполимерных смол» (научный руководитель доцент Бондалетова Л.И.); автор Кошкина О. Д. (Томский государственный университет) «Влияние модифицирования порошками металлов на свойства ZSM-5 в процессе совместной конверсии пропан-бутановой фракции и гептана» (научный руководитель Величкина Л. М., старший научный сотрудник, доцент Института химии нефти СО РАН, г. Томск); автор Джалилова С. Н. (Томский политехнический университет) : «Превращение попутных нефтяных газов С3-С4 в ароматические углеводороды на цеолитных катализаторах» (научный руководитель профессор Ерофеев В.И.); авторы Мулява Е. В., Покрова С.Е. (Томский политехнический университет) «Получение жидких углеводородов из пропан-бутановой фракции ПНГ на модифицированных цеолитных катализаторах» (научный руководитель профессор Ерофеев В.И.); автор Еремеева А.М. (Санкт – Петербургский горный университет) «Способ улучшения качества товарного дизельного топлива» (научный руководитель профессор Кондрашева Н.К.). Научный и практический интерес представляют и многие другие доклады.

По направлению «Моделирование процессов переработки углеводородного сырья» представлены новые способы улучшения реологических свойств высоковязкие и высокозастывающие нефти (ИХН СО РАН). Получены новые значения о нестационарных каталитических процессах, предложены новые принципы их математического моделирования. Предложены новые депрессорные и оценено их влияние на показатели депарафинизации летнего дизельного топлива в электрическом поле. Разработаны методики расчета низкотемпературных свойств дизельных фракций. Оценено влияние и выработаны новые технические решения по оптимизации процесса сульфирования линейных алкилбензолов с применением новых математических моделей. Предложен новый способ управление активностью платиносодержащего катализатора риформинга путем оптимизации состава гидрогенизата, исследовано влияние состава риформата (платформата) от состава гидрогенизата, результаты позволили определить режимы стадии риформации по получению фракции 85-140 оС и интенсифицировать процесс гидроочистки данной фракции с целью снижения количества ароматики в гидрогенизате, а также определить вероятностный выход, состав и свойства продукта.

Представленные доклады на секции не только выполнены на высоком уровне, но и представляют ценность с научной и практической точки зрения. Изложенные результаты актуальны для решения проблем в области химической технологии природных энергоносителей, а также моделирования процессов промышленной подготовки нефти, газа и газового конденсата и заводской переработки углеводородного сырья (обессоливание, обезвоживание, каплеобразование, сепарация, ректификация, каталитический риформинг, изомеризация, дегидрирование, гидрирование, алкилирование, депарафинизация, гидрокрекинг). В представленных докладах освещены вопросы совершенствования процессов подготовки и переработки углеводородного сырья с целью получения высокооктановых компонентов моторных топлив, а также представлены результаты модернизации нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств с применением технологических моделирующих систем, традиционно разрабатываемых в отделении химической инженерии Инженерной школы природных ресурсов ТПУ. Показана актуальность повышения ресурсоэффективности производств на стадии подготовки сырья для переработки путем анализа состава и свойств нефтей Западной Сибири. Результаты исследований позволяют объективно оценивать современный уровень развития нефтегазопромышленной отрасли, а также нефтепереработки и нефтехимии. Так в работе магистранта ТПУ Шафран Т.А. «Математическое моделирование процесса каталитического крекинга с учетом обратимости реакций» (научный руководитель ассистент Назарова Г.Ю.) представлены новые исследования и результаты по разработке математической модели процесса каталитического крекинга и влиянию состава сырья и технологических показателей на эффективность процесса. Установлено влияние депрессорных присадок на вязкостно-температурные характеристики высокотемпературной нефти (работа магистрантов ТПУ Д.Э. Астурян, Ю.В. Лоскутовой, И.В. Литвинцев под руководством доцента Ушевой Н.В.). Дано сравнение технологий каталитической депарафинизации дизельных топлив, что позволило выявить оптимальные варианты (работа студента ТПУ Д.А. Афанасьевой под руководством ассистента Н.С. Белинской и мл.н.с. Е.В. Франциной). Показан положительный эффект при удалении серосодержащих соединений из дизельной фракции в процессе окислительного обессеривания (работа студента ТПУ Баклашкиной К. А. под руководством инженера-химика Кривцовой К.Б. и доцента Юрьева Е.М.). Интересен доклад по результатам изучения каталитической системы на основе ультрадисперсных порошков железа в синтезе жидких углеводородов по методу Фишера-Тропша (работа магистранта ТПУ Жданова А.А. под руководством доцента Попок Е.В.).

Наглядно продемонстрированы возможности использования математической модели процесса и основанной на ней компьютерной программы при решении разнообразных технологических задач по оптимизации показателей процесса каталитического риформинга с непрерывной регенерацией катализатора. Разработана новая имитационная динамическая модель технологической установки низкотемпературной сепарации газа, с применением которой достигнуто повышение эффективности работы промышленных аппаратов, разработаны математические модели теплообменного, сепарационного, эжекционного оборудования и регулирующей арматуры химико-технологической системы процесса подготовки газа и газового конденсата. На основе математических моделей разработана имитационная динамическая модель процесса низкотемпературной сепарации газа, пригодная для использования в качестве компьютерного тренажера. Рассмотрены одни из основных факторов, влияющих на эффективность процесса низкотемпературной сепарации газа: точка росы и давление. Исследованы различные варианты организации процесса изомеризации пентангексановой фракции. Реализация технологий с одним, двумя рециклами, в отличие от технологии за проход, позволяет увеличить октановое число продукта на 10 пунктов. Наилучший результат по октановому числу достигается при использовании технологии с двумя рециклами (свыше 90 пунктов). Выполнено моделирование процесса компаундирования высокооктановых бензинов с использованием компьютерной моделирующей системы. Разработаны оптимальные рецептуры смешения для бензина марки АИ-95 и АИ-92 с использованием компьютерной моделирующей системы, при этом каждая рецептура соответствует техническим и экологическим стандартам. Необходимость и целесообразность учета состава сырья и неаддитивности октановых чисел смешения при разработке рецептур подтверждаются результатами проведенных расчетов. Научную и практическую значимость имеют и другие работы по данному направлению.

По направлению «Современные технологии переработки минерального сырья» доклады выполнены на высоком научном современном уровне. Актуальность заключается в решении научных и практических проблем в области переработки минерального сырья, рационального природопользования, охраны и защиты окружающей среды, технологии переработки минерального сырья. В представленных докладах отражены современные направления обогащения полиметаллических руд, технологии комплексного освоения и переработки отходов золоторудных объектов, получены новые данные по созданию водостойких магниевых 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. Представленные работы охватывают широкий спектр исследований минерального сырья от измельчения горных пород до получения готовых изделий. Для подсчета запасов месторождений необходимо проведение анализа руд и пород. Установлено, что инверсионная вольтамперометрия отличается от других высокочувствительных инструментальных методов анализа низкого содержания благородных металлов возможностью определения микроколичеств элементов с высокой чувствительностью и минимальной погрешностью. Кроме того, данный метод характеризуется простотой, экспрессностью и низкой стоимостью выполнения анализа. Измельчению, как важнейшему этапу рудоподготовки, традиционно уделяется значительное внимание. Измельчение негабаритов горных пород может быть обусловлено сложностями при транспортировке и дроблении из-за массогабаритных параметров. Кроме того, измельчение является важнейшим этапом процесса обогащения. Предложенный электроразрядный способ измельчения представляет собой экологически чистый способ разрушения горных пород, позволяет производить разрушение и осуществлять направленный откол без разлета осколков и эвакуации персонала с места проведения работ. Предложенное усовершенствование методики исследования измельчаемости Ф. Бонда позволит в более короткие сроки проводить тестирование руд, как следствие, своевременно вносить коррективы в существующие режимы работы измельчительного передела обогатительных фабрик. Особое внимание традиционно уделяется переработке разных видов отходов. Студенты ТПУ представили работы по получению магнезиального цемента и заполнителей бетонов из зол ТЭЦ. В работе магистранта Уральского федерального университета А.А. Амирова под руководством доцента В.Б. Пономарева рассмотрены вопросы применения пневматических классификаторов для переработки минерального сырья. В докладе К. В. Гончарова и А. С. Ахмаджиди (Институт металлургии и материаловедения им. А. А. Байкова Российской академии наук, г. Москва) определены условия восстановления титаноманганитового концентрата с получением гранулированного металла и титанованадиевого шлака, которые являются стратегическим сырьем. Интересна работа Гимгина С.В. и Краюхина С.А. (АО «Уралэлектромедь», г. Екатеринбург), в которой авторы продемонстрировали получение товарной сурьмы из промпродуктов свинцового производства. Ученые Грузинского технического университета Р.И.Стуруа, Д.Г. Талахадзе, А.В. Абшилава продемонстрировали оптимальную комбинированную технологию переработки складированных хвостов медных упорных руд Маднеульского месторождения. А ученые Института общей и неорганической химии Академии Наук Республики Узбекистан Нимчик А.Г., Усманов Х.Л., Кадырова З.Р. Ниязова Ш.М. осветили рациональное использование флотационных отходов обогащения в производстве строительных материалов. Среди лучших докладов данного научного направления необходимо отметить доклад магистранта Бурятского государственного университета Мохоевой В. Э. «Получение каталитических железосодержащих материалов из природных глин методом механоактивации» (научный руководитель вед. инженер Дашинамжилова Э.Ц.) и доклад студента ТПУ Шарфеева Ш. М. под руководством профессора Погребенкова В.М, который, на основе проведенных им экспериментов, продемонстрировал результаты фтораммонийной обработки продуктов плазменной диссоциации цирконового концентрата.

В научных работах, связанных с комплексным использованием различных видов сырья, в процессе исследований применялись такие современные методы исследования, как рентгенофлуоресцентный анализ, электронная сканирующая микроскопия, комплексный термический анализ, спектрофотометрия, рентгенофазный анализ ДТА, атомно-абсорбционный анализ, атомно-эмиссионная спектрометрия, метод лазерного микроанализа, потенциометрия, инверсионная вольтамперометрия, электронная микроскопия и энергодисперсионный анализ, дилатометрия, рентгенофлуоресцентный анализ, инфракрасная спектроскопия, дифференциально-термический анализ и др. Доклады секции выполнены на высоком научном современном уровне. Актуальность заключается в решении научных и практических проблем в области комплексного использования минерального сырья. В представленных докладах отражены разработанные собственными авторами и их научными руководителями технологии рационального использования сырьевой базы России, а также представлены технологии переработки техногенных отходов с целью замены ими природного сырья. В представленных докладах отражены разработанные собственными авторами новые способы и технологии использования минерального сырья и техногенных отходов для производства кислотоупорных керамических изделий, теплоизоляционных материалов для гражданского и промышленного строительства, алюмосиликатные пропанты для нефтегазодобывающей отрасли, пигменты и бетоны с широким спектром свойств. Широко рассмотрены вопросы утилизации зол ТЭС, а также доменных шлаков, шлаков чёрной металлургии и другие отходы промышленности, что позволяет конструктивно решать экологические проблемы. Особое внимание уделено проблемам ресурсоэффективности. В связи с особенностью географического расположения и суровыми климатическими условиями Россия вынуждена расходовать огромные энергетические ресурсы на отопление зданий и сооружений различного назначения. Кроме того, эта проблема связана с невысоким качеством и ограниченным ассортиментом материалов, используемых при тепловой изоляции теплогенерирующих установок, тепловых магистралей и объектов теплоснабжения. Примером практически значимой технологии является разработка получения пеностекла на основе алюмосиликатного сырья. Проведенные исследования подтверждают целесообразность использования всего известного многообразия различных техногенных отходов с алюмосиликатной основой в качестве исходного сырья для варки стекла, на основе которого можно получать пеностекло при более низких энергозатратах. Молодыми участниками были предложены новые технологии создания новых видов керамики и силикатных строительных материалов, разнообразных стеклоизделий, а также в ряде случаев предложены в качестве сырья нестандартные минеральные ассоциации для производства некоторых изделий. Предложенные авторами разработки имеют большое практическое значение и позволяют с использованием минерального и техногенного сырья Сибирского и Уральского регионов расширить номенклатуру изделий. По направлению «Комплексное использование минерального сырья» доклады

выполнены на высоком научном уровне. Актуальность заключается в решении научных и практических проблем в области комплексного использования минерального сырья. В представленных докладах отражены современные технологии комплексного освоения магнезиального сырья, высококремнеземистых пород, переработки золошлаковых отходов, показаны возможности получения кислотостойких материалов на основе глинистого сырья Уральского региона, исследованы возможности использования отходов углеобогащения для получения топливных брикетов. Представлены новые результаты в области переработки цинксодержащих руд, получения ферросплава из алюминийсодержащей опоки. Предложена одностадийная технология получения пеностекляного материала, которая позволяет снизить энергозатраты производства и расширить сырьевую базу. Достоверность полученных результатов подтверждается большим количеством проведенных экспериментов, использованием современных методов физико-химического анализа. В процессе исследований молодыми участниками использовались новейшие методы и методики: рентгенофазовый анализ, рентгеноструктурный анализ, атомно-абсорбционный анализ, электронная микроскопия, определение удельной поверхности по методу БЭТ, дифференциально-термический анализ, химический анализ и др. Предложенные авторами разработки имеют большое практическое значение и позволяют с использованием минерального и техногенного сырья Сибирского и Уральского регионов расширить номенклатуру изделий. Доклады, представленные на секцию «Комплексное использование минерального сырья» полностью отвечают научному направлению и тематике секции. Актуальность заключается в решении научных и практических проблем в области комплексного использования минерального сырья. В секции были представлены работы по переработке техногенных видов отходов (зола и золошлаки ТЭЦ, отходы выращивания риса, металлургический шлак, хвосты обогащения медных руд) для получения различных материалов. Показано, что использование техногенного сырья позволяет не только улучшать характеристики материалов, но и решать проблему утилизации многотоннажных отходов различных производств.

По научному направлению «Энергоснабжение и автоматизация объектов нефтегазовой промышленности» доклады выполнены на высоком современном уровне. Актуальность заключается в решении научных и практических проблем в области безопасного и надежного энергоснабжения нефтегазопромислов.

Представленные доклады посвящены вопросам сжигания перспективных организованных топлив на основе отходов угле- и нефтепереработки, экспериментальным исследованиям процесса горения гелеобразных топлив, автономных источников энергоснабжения, электрических систем и сетей автоматического управления, систем безопасности (в том числе пожарной) для объектов нефтегазопромислов и трубопроводов.

Значительная часть представленных работ содержит результаты лабораторных и натуральных экспериментов. Достоверность результатов теоретических работ подтверждается тестированием и соответствующими контрольными опытами. Молодые ученые, аспиранты, магистранты и студенты использовали новейшие методы исследований: методы высоко скоростной видеорегистрации, панорамные оптические методы трассерной визуализации («Particle Image Velocimetry», «Particle Tracking Velocimetry», «Stereo Particle Image Velocimetry», «Interferometric Particle Imaging»), «Shadow Photography», «Planar Laser Induced Fluorescence».

Ряд докладов посвящен анализу систем электроснабжения для предприятий, осуществляющих разработку и эксплуатацию нефтегазовых месторождений Западной Сибири: подстанции НГДУ СУРГУТНЕФТЬ", осуществляющей электроснабжение дожимной насосной станции; подстанций ОАО «Томскнефть»; подстанции для обслуживания Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения ОАО «ТомскГазпром». В докладах рассматриваются схемы электрических соединений распределительных устройств подстанций; анализируется состав энергетического оборудования; затрагиваются вопросы технологического управления; исследуются средства релейной защиты и автоматики; предлагаются специализированные программы для выбора электрооборудования.

Лучшим из представленных докладов признан доклад студента ТПУ Жидова С. С. «Электроснабжение нефтяных месторождений на севере Томской области» (научный руководитель доцент Н. М. Космынина). Интерес вызвали также доклады: аспиранта ТПУ Няшиной Г.С. «Оценка экологических индикаторов сжигания суспензионных угольных топлив с примесью перспективных растительных компонентов» (научный руководитель профессор П.А. Стрижак), студента ТПУ Ткаченко П. П. «газификация промышленных отходов непрерывным лазерным излучением» (научный руководитель профессор П.А. Стрижак). Научный и практический интерес имеет и целый ряд других докладов 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. В этом году поступило немалое количество докладов,

отражающих проблемы воздействия отходов производства горно-обогатительных комбинатов, геоэкологические проблемы в районах отработки месторождений и снижения их негативного влияния. Много уделяется внимания ртутному загрязнению, как высокотоксичного элемента. Также представлены доклады по активно развивающемуся направлению – «зелёной химии»: на примере процессов 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 вышеизложенное позволяет грамотно разрабатывать рекомендации по природоохранным мероприятиям и рационально использовать природные ресурсы. В процессе исследования геоэкологических проблем, охраны и защиты окружающей среды молодыми учеными использовались такие методы, как метод осколочной f-радиографии, инструментальный нейтронно-активационный анализ (ИНАА), атомно-эмиссионная спектроскопия с индуктивно-связанной плазмой (ISP), методы гамма и альфа-спектроскопии, 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 пяти направлениям: 1) общие геоэкологические проблемы территорий; 2) общие экологические проблемы и биотехнологии; 3) эколого-геохимические проблемы; 4) радиоэкология; 5) охрана и инженерная защита окружающей среды. Получены новые данные по содержанию редких, редкоземельных и радиоактивных элементов в пылеаэрозольных выпадениях на территории г. Усть-Каменогорска и г. Павлодара (Республика Казахстан), г. Омска и района Томской области, г. Казани, г. Красноярска, г. Кемерово. В некоторых докладах представлены новые данные, отражающие геохимические особенности почв урбанизированных территорий и зоны расположения полигона ТБО. Особый интерес уделен исследованию поведения такого токсического элемента как ртуть и тяжелых металлов в почвах на территории различных городов России, Казахстана, Вьетнама, Белоруссии. В некоторых докладах представлены новые данные, отражающие геохимические особенности почв урбанизированных территорий и зон расположения полигонов ТБО. Немалое количество докладов освещают проблему загрязнения нефтепродуктами и нефтяными шламами, способы их утилизации. В некоторых докладах получены новые данные об особенностях химического состава озер Томской области и Республики Хакасии. Сообщают и о способах очистки сточных вод от органических соединений, нефтепродуктов. Часть докладов посвящена изучению содержания и особенностей распределения химических элементов в органах и тканях человека, проживающего в различных ландшафтно-геохимических и техногенно-трансформированных условиях природной среды, произведена оценка регионального уровня содержания элементов в волосах по предварительному количеству проб, предложены региональные нормативы по элементному составу волос в Томской области. Был представлен доклад в рамках нового научного направления «Медицинская геология», в котором была доказана экологическая обусловленность заболевания саркоидозом в Томской области, что, несомненно, имеет важное значение при лечении этого заболевания.

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

Немалое количество докладов освещают проблему загрязнения нефтепродуктами и нефтяными шламами, способы их утилизации. В некоторых докладах получены новые данные об особенностях химического состава озер Томской области и Республики Хакасии и поверхностных вод Горно-Алтайска. Сообщают и о способах очистки сточных вод от органических соединений, нефтепродуктов. Часть докладов посвящена изучению содержания и особенностей распределения химических элементов в органах и тканях человека,

проживающего в различных ландшафтно-геохимических и техногенно-трансформированных условиях природной среды, произведена оценка регионального уровня содержания элементов в волосах по предварительному количеству проб, предложены региональные нормативы по элементному составу волос в Томской области. Был представлен доклад в рамках нового научного направления «медицинская геология», в котором была доказана экологическая обусловленность заболевания саркоидозом в Томской области, что, несомненно, имеет важное значение при лечении этого заболевания.

Касаясь проблемы загрязнения твердыми частицами воздуха, представлены новые данные о состоянии воздушного бассейна в районах расположения крупных нефтеперерабатывающих комплексов различной мощности и с различающейся технологией аспиранткой Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета Шаховой Т.С.

Научный и практический интерес по данному направлению имеют доклады магистранта ТПУ Скрипник М.И. «Роль биологической жидкости в экологическом мониторинге» и Турсуналиевой Е.М., аспиранта ТПУ «Методические исследования содержания ртути в листьях тополя в городской среде». Интересны доклады Злобиной А.Н., аспиранта ТПУ «Радиоопасность в районах распространения радиоактивных гранитоидов», Гусевой А.С., младшего научного сотрудника Института геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН (г. Москва) по теме «Применение ГИС-технологий для геоэкологического зонирования (на примере территории Новой Москвы)», Ягничиной А.В., студента ТПУ по теме «Приложение «1С: Охрана окружающей среды» как эффективный инструмент эколога на промышленных предприятиях», Лайхана С.А., магистранта Южно-Уральского государственного университета (г. Челябинск) по теме «Извлечение никеля и железа из отвальных никелевых шлаков хлорсодержащими реагентами», студентов ТПУ Веселовой Ю.С. по теме «Очистка воды от отходов нефтедобывающих комплексов» и Бузанова И.В. по теме «Исследование влияния Семипалатинского испытательного полигона на территорию Егорьевского района Алтайского края», а также магистранта ТПУ Бучельникова В.С. по теме «Динамика поступления пылеаэрозолей в окрестностях Томской ГРЭС-2 по данным послойного анализа снегового покрова» и Левченко А.А., студента Кузбасского государственного технического университета им. Т.Ф. Горбачева (г. Кемерово) по теме «Применение магнитных углеродных нефтесорбентов в условиях обледенения и низких температур».

Научное и практическое значение имеют работы Гонтарева М.В. (Институт геодинамики и геологии ФГБУН ФИЦКИА РАН, г. Архангельск) «Решение геоэкологических задач с применением изотопов радиоуглерода и урана», Фяйзуллиной Р.В. (Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова) «Адсорбционное равновесие в системе «Ртуть (II)-Бентонит», Якубович Е.А. (Томский политехнический университет) «Использование эпифитных мхов для оценки загрязнения окружающей среды ртутью на примере окрестностей г.Томска», Агеевой Е.В, аспиранта ТПУ по теме «Особенности накопления группы редкоземельных элементов в живом веществе», Джамбаева М.Т. (ТПУ) и Брайта Ю.Ю. (НИИ радиационной медицины и экологии, г. Семей) по теме «Минералого-геохимический состав крови человека, проживающего на территориях, прилегающих к бывшему Семипалатинскому ядерному полигону», Мельникович Е.А., студента ТПУ «Геохимические особенности твердой фазы снега в зоне влияния ТЭЦ г. Северска», Рожнова Д.Н. (ТУСУР, г. Томск), Днепровской В.П., Алексеевой М.Н. (Институт химии нефти СО РАН, г. Томск) по теме «Применение данных дистанционного зондирования земли для мониторинга состояния растительного покрова нефтедобывающих территорий Томской области».

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

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

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

Можно отметить современные подходы и интересные научные идеи молодых исследователей. С этой точки зрения интересен доклад магистранта ТПУ Шурлика С.С. «Повышение энергоэффективности нефтегазодобычи».

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

Научная новизна и оригинальность новых идей в значительной степени представлены в работах магистрантов и молодых учёных, посвящённых: 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.

Лучшим докладом студентов в разделе «Экономика минерального и углеводородного сырья» можно назвать доклад магистранта ТПУ Дегтярева В.А., Пищик А.Д. «Деятельность компании «СахалинЭнерджи» для устойчивого развития Сахалинской области». В исследовании анализируются и предлагаются основные направления совершенствования системы налогообложения в РФ нефтегазовых месторождений континентального шельфа. Выделены основные принципы и критерии стимулирования привлечения капитала в разработку месторождений Арктической зоны. Представлен анализ существующих модели налоговых льгот с целью стимулирования инвестиций в региональной политике. Среди докладов молодых ученых – экономистов выделяются доклады студентов ТПУ Исламовой Н.И. и Исламова Т.И. «Цены на нефть в условиях санкций», Тимошенко Э.И. «Развитие единой государственной системы регистрации прав и кадастрового учета недвижимости», Сазонова А.В. и Ушакова С.В. «Разработка и эксплуатация месторождений нефти и газа в условиях Крайнего Севера. Экономическая целесообразность, проблемы и способы их решений», Гавриловой К.А. «Специальный налоговый режим для трудноизвлекаемых запасов углеводородов на территории России», Вадилова А.Х. и Нимаева Ц.С «Стратегия освоения нефтегазовых ресурсов в российской Арктике»; магистранта ТПУ Верхоунженского В.О. «Стратегическое значение инвестиционных проектов крупных нефтегазовых компаний для экономики страны»; студентов ТПУ Нимаева Ц.С. «Интеллектуальные месторождения в мировой и отечественной практике», Черненко И.К. и Очирова Б.Б. «Анализ деятельности компаний специализирующихся на добыче сланцевых углеводородов (на примере Sanchez Energy Corp.)», Шиловой А.С. «Формирование качества трудовых ресурсов предприятия нефтегазового комплекса», Бирченко Е.А. и Новиковой А.А. «Стратегическое значение территорий опережающего развития для экономики страны», магистрантов ТПУ Кириллиной М.С. «Финансовые риски при добыче нефти и газа в континентальных и шельфовых зонах Арктики»; магистранта ТГУ Парфиновича А.К. «Экономико-правовые механизмы стимулирования недропользования», магистрантов ТПУ Воронько А.А. и Шакирова В.А. «Реорганизация системы управления нефтяными компаниями в условиях диверсификации рынка». Научный и практический интерес представляют и другие доклады по данному направлению.

В подсекции «Природоресурсное право» особое внимание уделено обсуждению правового регулирования отношений в сфере недропользования. В частности, доклад профессора, доктора юридических наук, Е.С. Болтановой касался проблем правового регулирования использования подземного пространства городов, в том числе как связанных, так и не связанных с извлечением полезных ископаемых. Также затрагивались такие темы как недропользование в пределах особо охраняемых природных территорий, использование земельных сервитутов для доступа к участку недр; имущественные режимы объектов в сфере добычи углеводородов; договорные отношения между государством и недропользователями, недропользователями и иными лицами; юридическая ответственность за нарушения в сфере недропользования; охрана окружающей среды в РФ, правовое обеспечение экологической и промышленной безопасности горных работ, а также сравнение соотношений прав на земельный участок и на добычу полезных ископаемых по законодательству России и других стран. Доклад молодого ученого, вызывающий особый интерес – доклад соискателя Юридического института Национального исследовательского Томского государственного университета Митулинской Я.А. на тему «К вопросу о взаимосвязях единой системы газоснабжения с правом пользования недрами». Автором проведен комплексный анализ положений действующего законодательства, в том числе специального, выявлены противоречия в подходах различных отраслей права к терминологии в отношении имущества, обеспечивающего процесс недропользования. Установлена взаимосвязь между материальными и нематериальными результатами деятельности пользователя недр. По результатам автор делает

вывод, что единая система газоснабжения представлена не только материальными объектами, но и объектами нематериальными. Среди студенческих докладов выделяется доклад магистранта ТГУ Парфиновича А.К. «Экономико-правовые механизмы стимулирования недропользования». Интересны и другие доклады по направлению «Экономика минерального и углеводородного сырья. природоресурсное право».

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

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

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

Доклады молодежи, представленные на иностранных языках, затрагивают научные и практические проблемы нефтегазового комплекса и представляют результаты авторских исследований в области геологии, геоэкологии, гидрогеологии, геохимии, биогеохимии, охраны и защиты окружающей среды с использованием новейших методов. Материалы многих докладов направлены на решение геологических проблем не только в разных регионах России (Восточная и Западная Сибирь, Дальний Восток и др.), но и в других странах (Китай, Казахстан). В докладах также затронуты вопросы экологической обстановки и экономической оценки работ в нефтегазовой области. Кроме того, представлены доклады, позволяющие узнать перспективу сотрудничества российских нефтегазодобывающих компаний с партнерами из других стран. В некоторых докладах рассмотрены проблемы экологии в связи с процессами нефтепереработки и предложены новые на современном уровне способы снижения техногенного воздействия объектов химической переработки углеродного сырья на окружающую среду. Многие доклады носят фундаментальный характер, являются итогом многолетней кропотливой работы с образцами горных пород и полученными в результате исследований с применением нейтронно-активационного анализа, электронной микроскопии, потенциометрии и других современных методов. Лучшим докладом на секции признан доклад Котцовой А.К. (Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина, г. Москва) на тему «Study of quartz dissolution kinetics in fluorine-containing dry acid mixtures». В докладе автора предпринимается попытка сфокусировать внимание на том, на современном этапе большинство месторождений находятся на последней стадии разработки и производительность скважин снижается. Это связано как с истощением месторождений, так и со снижением эффективности скважин из-за закупоривания призабойной зоны скважины. Для восстановления изначальной проницаемости применяется кислотная обработка. Рассмотрено это на кварцевых песчаниках, терригенный материал которых на 70-80% состоит из кварца. Поэтому основной задачей для создания кислотной обработки является изучение реакций между кварцем и различными кислотами. По результатам многочисленных экспериментов автор приходит к выводу, что из всех фторсодержащих кислот самым активным является 5%-ый раствор гидрофторида аммония. В работе представлены планы дальнейших исследований с возможностью использования кварцевого стекла в системе кислотной обработки. Автор статьи указывает на то, что планирует изучить реакции глины и их смесей с кварцем с «сухими кислотами». Интересен также доклад Гайамфи-Ибоа Эбинизер, магистранта ТПУ на тему «Pipeline transportation of liquefied gas using polymer based anti-turbulent additives». В докладе автор указывает на то, что смесь углеводородов (бензин и керосин) при нормальных условиях находится в жидком агрегатном состоянии, поэтому гидродинамические закономерности их перекачки по трубопроводам как без полимерных добавок, так и с добавками хорошо изучены, и они типичны для жидких сред. В настоящее время бурно развиваются технологии сжижения природного газа для его транспортировки в жидком состоянии по трубопроводам и в танкерах. Для снижения энергетических затрат на перекачку сжиженного природного газа и для уменьшения просто танкеров в процессе загрузки и выгрузки продукции автором статьи впервые проведены лабораторные исследования влияния нефтерастворимого полимера (полигексен) на скорость течения реакции сжиженной пропан-бутановой смеси и рассчитана величина эффекта снижения гидродинамического сопротивления. Эксперименты с растворами сжиженного природного газа, содержащими разное количество растворенного полигексена, были проведены на герметичном лабораторном стенде при комнатной температуре и повышенном давлении. В результате проведенного эксперимента было установлено, что для достижения максимального эффекта достаточна следующая концентрация полимера – СОПТ = 100 г/м³. Таким образом, автор статьи приходит к выводу, что для интенсификации перекачки сжиженного природного газа также можно использовать противотурбулентные присадки на основе высокомолекулярных нефтерастворимых полимеров. Интерес представляют и другие доклады молодых исследователей в данной секции.

Доклады в подсекции «Проблемы межъязыковой профессиональной коммуникации в условиях глобализации» рассматривают актуальное для настоящего времени явление глобализации и ее влияние на

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

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 сопровождалось показом фильмов собственного производства.

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

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

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

ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ

**ВКЛАД ПРЕДСТАВИТЕЛЕЙ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ШКОЛЫ ТОМСКОГО
ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА В РАЗВИТИЕ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ
РОССИИ И ЗАРУБЕЖЬЯ**

П.С. Чубик, профессор, ректор

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

В первой трети XX века в Томском технологическом институте (ныне – Томский политехнический университет) выдающимися русскими и советскими учеными-геологами, академиками В.А.Обручевым и М.А.Усовым, их учениками и последователями была создана Томская (Сибирская) горно-геологическая школа, представители которой сыграли значительную роль в развитии горно-геологической науки и горно-геологического образования, открытии, изучении и освоении запасов минерально-сырьевых ресурсов на обширнейших территориях Сибири, Дальнего Востока и Средней Азии.

В 2018 году исполняется 110 лет первому выпуску горных инженеров Томского технологического института (ТТИ) и 100-летию создания Сибирского геологического комитета (Сибгеолкома) – первого государственного органа по организации и координации геологических работ на территории Сибири, в работе которого самое активное участие принимали сотрудники и выпускники ТТИ.

Создание горного отделения в составе основанного в 1896 г. Томского технологического института изначально не планировалось. Предполагалось открыть институт в составе двух отделений: механического и химического. В январе 1899 г. первым директором строящегося Томского технологического института был назначен харьковский профессор химии Е.Л. Зубашев, ученик Д.И. Менделеева. Ознакомившись на месте с техническими и промышленными условиями и потребностями Сибири Ефим Лукьянович разработал новый учебный план, в котором институт был спроектирован по типу политехнического вуза и состоял уже из четырех отделений: к механическому и химическому добавлялись инженерно-строительное и горное. В своей объяснительной записке к учебному плану, направленной министру народного просвещения России, Е.Л. Зубашев писал: «Горное отделение является совершенно естественным дополнением, так как горное дело в Сибири всегда было развито в большей или меньшей степени, главным образом, в смысле добывания различных металлов, в последнее же время развивается каменноугольная промышленность...».

При обсуждении предложенного Е.Л. Зубашевым проекта в мае 1900 г. мнения внутри Государственного Совета разделились: десять его членов высказались за структуру института в составе двух отделений, двенадцать – согласились на увеличение количества отделений, но из них лишь пятеро твердо поддержали открытие в ТТИ горного отделения. Решающую роль в положительном решении вопроса об открытии горного отделения в Томском технологическом институте сыграл министр финансов С.Ю. Витте, который пообещал выделить дополнительные ассигнования на создание двух дополнительных отделений в ТТИ.

Создание в 1901 г. горного отделения в структуре новообразованного Томского технологического института стало важным шагом по развитию горно-геологического образования и горно-геологической науки в стране. Впервые база подготовки высококвалифицированных специалистов в области горного дела и геологии была максимально приближена к территориям, для изучения и освоения которых эти специалисты предназначались.

Первым деканом горного отделения и ординарным профессором по кафедре геологии был назначен известный русский геолог и путешественник Владимир Афанасьевич Обручев. 38-летний В.А. Обручев был участником экспедиций по Средней и Центральной Азии под руководством И.В. Мушкетова и Г.Н. Потанина, работал штатным геологом Иркутского геологического управления.

С первых дней пребывания в Томском технологическом институте В.А. Обручев с присущими ему основательностью приступил к организации учебной и научной работы на горном отделении. Он составил записку-задание на проектирование горного корпуса института (строительство завершено в 1905 г.), интенсивно занимался формированием библиотеки и коллекций геологического, минералогического и палеонтологического музеев, составил учебные планы отделения, осуществлял подбор кадров для открывающихся кафедр горно-геологического цикла. По его приглашению в Томск приехали молодые перспективные ученые и преподаватели Л.Л. Тове, П.К. Соболевский, С.Ю.Доборожинский, М.Э. Янишевский, В.Я. Мостович, Н.П. Чижевский, А.В. Лаврский, П.П.Гудков, Д.В. Фрост, В.Д. Рязанов и др.



Рис. 1 Пётр Савельевич Чубик

Постановка учебного и исследовательского процессов в горном отделении ТТИ имела ряд особенностей. В.А. Обручев особое внимание уделял геологической специальности и основным разделам геологии: петрографии, палеонтологии, динамической (физической) геологии. Как декан горного отделения он сформулировал и внедрил основные направления подготовки будущих геологов. На старших курсах была введена узкая специализация по рудничной, геолого-разведочной, маркшейдерской и металлургической специальностям. При этом разведочная специальность была создана впервые в стране. Студенты на двух последних курсах готовили дипломный проект, который содержал план разведки конкретного месторождения полезных ископаемых. В план обучения была включена месячная геологическая практика, которой руководил сам Обручев и его ассистенты. С 1903 г. В.А. Обручев вел активную преподавательскую деятельность, читал курсы по физической геологии, петрографии, практической геологии. Впервые в истории русской высшей школы В.А. Обручев ввел разработанный им курс полевой геологии.

В 1908 г. из стен ТТИ был осуществлен выпуск первых сибирских горных инженеров в количестве 20 человек, из них 9 по горнозаводской специальности, 5 – по рудничной, 6 – по разведочно-геологической.

Большое значение В.А. Обручев придавал организации научной работы по изучению геологического строения Сибири и сопредельных с нею территорий, а также практической деятельности по исследованию месторождений полезных ископаемых, к которой привлекались не только профессора и сотрудники, но и студенты ТТИ. Сам В.А. Обручев совершил три научные экспедиции для геологического изучения территории Пограничной Джунгарии (1905, 1906 и 1909 гг.), участвовал в обследовании золоторудных приисков и рудников на юге и востоке Сибири. Материалы, собранные В.А. Обручевым за время работы в Сибири, стали основой для создания фундаментального труда – «Геологии Сибири» в 3-х томах, который называют геологической энциклопедией Сибири и настольной книгой всякого геолога, занимающегося изучением Сибири.

Владимиру Афанасьевичу Обручеву по праву принадлежит почетное звание основоположника горно-геологической науки в Сибири. После вынужденного отъезда из Томска в 1912 г. он оставил научные заделы по многим направлениям геологии и плеяду преемников, которые продолжили его дело.

После ухода В.А. Обручева руководство кафедрой геологии принял на себя его ученик, профессор П.П. Гудков. В 1918 году П.П. Гудков выступил инициатором создания особого геологического учреждения для планомерного изучения геологического строения и минерально-сырьевых ресурсов Сибири – Сибирского геологического комитета (Сибгеолкома). Штаты и положение о Сибгеолкоме были утверждены Верховным правителем России А.В. Колчаком в декабре 1918 г. Возглавил учреждение сам П.П. Гудков, а костяк его сотрудников составили сотрудники и выпускники Томского технологического института: М.А. Усов, А.В. Лаврский, Н.С. Пенн, М.К. Коровин, Б.Л. Степанов, А.М. Кузьмин, К.Е. Габуния, Н.Н. Урванцев и др.

Сибгеолком сыграл большую роль в геологических исследованиях и развитии производительных сил Сибири в 20-е годы. В 1919 г., в самый разгар гражданской войны, по его программам работали 11 экспедиционных отрядов. В 1920 г. руководителем Сибгеолкома (с 1920 г. – Сибирского отделения Геологического комитета РСФСР, с 1927 г. – Западно-Сибирского отделения Всесоюзного геолкома) стал профессор ТТИ М.А. Усов.

В 1920-1930 гг. практически все основные геологические работы в Сибири и Северном Казахстане проектировались и выполнялись под руководством М.А. Усова. Он возглавлял геологическую службу Тельбесбюро, созданного в 1926 г. с целью подготовки минерально-сырьевой базы для Кузнецкого металлургического комбината (КМК), организовал и возглавил поисково-разведочные работы в Горной Шории, других регионах Сибири.

Во второй половине 20-х гг. сотрудники Сибгеолкома и Томского (с 1925 г. – Сибирского) Технологического института провели масштабные работы по разведке и подготовке к освоению минерально-сырьевой базы КМК. Профессор Ф.М. Галахов осуществил магнитометрические работы на железорудных объектах, профессор А.М. Кузьмин подготовил к освоению по заказу металлургического производства Калтановское и Салаирское месторождения огнеупорных глин, месторождения флюсовых известняков. Профессором В.И. Мостовичем, совместно с преподавателями Ф.А. Бельшевым и В.А. Агреновым выполнялись специальные лабораторные исследования руд, углей, огнеупорных глин и минеральных вод. Профессор Ф.Н. Шахов изучал минералогию железных руд Тельбесского и Абаканского районов, марганцевых руд Мазульского месторождения. Профессор М.И. Кучин консультировал Кузнецкстрой по гидрогеологическим вопросам, решал проблемы инженерной геологии и водоснабжения при строительстве металлургического комбината. Профессор Д.А. Стрельников и будущий академик Л.Д. Шевяков стали руководителями проектов шахт Тельбесбюро.

Как отмечал академик В.А. Обручев, двадцатилетие геологической истории изучения минерально-сырьевых ресурсов Сибири, в течение которого во главе геологоразведочных сил находился М.А. Усов, «с полным правом должно быть названо «Усовским периодом», так как руководство М.А. Усова и личное участие его в исследованиях обусловили прекрасные результаты последних как в теоретическом, так и в практическом отношении».

Возвращенная и воспитанная М.А. Усовым группа молодых выпускников Томского технологического института, специализирующихся в различных областях геологии, действительно, представляет собой замечательную плеяду ярких представителей Сибирской горно-геологической школы. Среди них – будущие профессора, академики и члены-корреспонденты АН СССР М.К. Коровин, Н.Н. Урванцев, В.А. Хахлов, К.В. Радугин, Л.Л. Халфин, А.Г. Сивов, И.К. Баженов, А.М. Кузьмин, Ф.Н. Шахов, К.И. Сатпасев, Ю.А. Кузнецов, В.А. Кузнецов, А.С. Хоментовский, Г.А. Хельквист, А.Я. Бульников, М.И. Кучин и др.

Ученики В.А. Обручева и М.А. Усова, последующие поколения воспитанников Сибирской горно-геологической школы внесли значительный вклад в освоение минерально-сырьевой базы страны и ближнего

зарубежья. За более чем столетний период в число первооткрывателей месторождений полезных ископаемых на территории России и ближнего зарубежья вошли 567 представителей Сибирской горно-геологической школы, среди которых 464 – выпускники Томского политехнического университета.

Среди уникальных месторождений полезных ископаемых Сибири особое место занимает Норильское медно-никелевое месторождение, руды которого попутно содержат кобальт, золото, серебро и платиноиды. Сегодня этот рудный район, открытый выпускником ТТИ Н.Н. Урванцевым, включает в себя месторождения Норильск-I, Норильск-II, Талнахское, Октябрьское и др.

Выпускником ТТИ 1926 г. К.И. Сатпаевым, который впоследствии стал академиком АН СССР и первым президентом Академии наук Казахстана, лауреатом Ленинской и Государственной премий, разведано и освоено крупнейшее в мире Джезказганское меднорудное месторождение. Кроме того, им разработана методологическая основа и составлена не имеющая аналогов прогнозная металлогеническая карта Центрального Казахстана, позволившая открыть более 330 месторождений черных, цветных и редких металлов, ныне составляющих основу экономики и производственной сферы Казахстана.

За открытие и разведку в Красноярском крае крупного Горевского полиметаллического месторождения Ленинской премии (1967) удостоены выпускники ТПИ Ю.Н. Глазырин, Е.И. Врублевич и Герой социалистического труда А.Т. Стеблева.

Основой для развития металлургического производства в Кузбассе послужили открытые под руководством профессоров ТТИ М.А. Усова и А.М. Кузьмина месторождения железной руды, кварцитов, огнеупорных глин, формовочного песка и другого сырья. Большой вклад представители Сибирской (Томской) горно-геологической школы сделали в развитие сырьевой базы угольной промышленности страны.

Самое непосредственное участие принимали питомцы Томской горно-геологической школы в открытии крупнейших месторождений нефти и газа в Западной Сибири. За научное обоснование перспектив нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности и открытие первого в этой провинции Березовского газоносного района лауреатами Ленинской премии 1964 г. наряду с другими стали выпускники ТТИ, профессора М.К. Коровин (посмертно) и В.П. Казаринов. За открытие уникальных месторождений нефти, газа и газоконденсата в Западной Сибири, в том числе Самотлорского и Ямбургского, Ленинской премии 1970 г. удостоен выпускник ТПИ Г.П. Богомяков, Государственных премий СССР – А.М. Брехунцов, Е.А. Тепляков, М.П. Глушнев.

За 110 лет, прошедших после первого выпуска сибирских горных инженеров в Томском технологическом институте, вуз подготовил свыше 20 тыс. специалистов в области геологии и горного дела. 30 питомцев горного и геологоразведочного факультетов стали академиками и членами-корреспондентами АН СССР, РАН, национальных академий республик Союза ССР и СНГ, 23 человека получили высокое звание Героя социалистического труда, около 70 стали лауреатами Ленинской, Государственной премий, премий Правительства и Президента РФ, более 170 человек - профессорами и докторами наук, свыше 1000 – кандидатами наук.

Горжусь тем, что мне выпала честь дважды в своей жизни фактически возглавлять Томскую горно-геологическую школу, быть 21-м и 23-м после В.А. Обручева деканом геолого-разведочного факультета Томского политехнического университета. Традиции, заложенные основателями этой школы, продолжают и сегодня. В настоящее время в Томском политехническом университете ведется подготовка специалистов по направлениям «Прикладная геология», «Технологии геологической разведки», «Горное дело», магистров по направлению «Геология». В рамках программы Double-Degree (двойной диплом) совместно с университетом Heriot-Watt (г. Эдинбург, Великобритания) ведется подготовка магистров по профилю «Геолого-геофизические проблемы освоения месторождения нефти и газа».

О РОЛИ М.А. УСОВА В СТАНОВЛЕНИИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ОБРАЗОВАНИЯ В СИБИРИ В.П. Парначев

Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Выдающийся учёный-геолог, организатор геологической службы Сибири, талантливый педагог-воспитатель, один из основателей сибирской (томской) геологической школы академик М.А.Усов (08.02.1883-26.07.1939) оставил яркий след в просветительской и интеллектуальной жизни не только города Томска и Сибири, но и всей России.

В многогранной деятельности М.А.Усова выделяется несколько направлений: 1) совершенствование учебного процесса в вузах и подготовка научных кадров для вузов и производственных организаций; 2) организационное - создание геологической службы в Сибири; 3) научное, связанное с изучением и обобщением материалов по геологии и полезным ископаемым Сибири.

Его жизни и деятельности посвящены многочисленные статьи и монографии, написанные его учениками и последователями [1-10 и др.], где рассматриваются и оцениваются роль этой неординарной личности в становлении геологического образования и геологической службы в Сибири.

М.А.Усов родился (20) 8 февраля 1883 года в г. Каинске Томской губернии (ныне г.Куйбышев Новосибирской области) в семье торгового служащего. После начального образования по совету учителя, высоко ценившего способности своего ученика, юноша был направлен на учёбу в Омскую классическую гимназию. Директор гимназии в характеристике, выданной М.А.Усову для поступления на Горное отделение Томского технологического института (ТТИ), писал: «Усов Михаил, 17 лет, сын мещанина, из семьи небогатой. Выдающиеся способности, любовь к усидчивому труду и отличное поведение Усов участвовал в хоре, был хорошим чтецом на литературных вечерах, недурным скрипачом. Усов будет прекрасный студент...».

В 1901 году М.А.Усов с золотой медалью окончил гимназию и поступил в Томский технологический институт. Он был одним из первых студентов Горного отделения и своим трудолюбием, и способностями обратил на себя внимание декана Горного отделения профессора В.А.Обручева. Профессор пригласил Михаила к себе домой и познакомил с семьёй. Это общение с семьёй В.А.Обручева оказало огромное влияние на М.А.Усова: позволило пользоваться прекрасной библиотекой профессора, что расширяло его кругозор, совершенствовать знания языков, так как члены семьи владели и общались на многих иностранных языках.

В лице Владимира Афанасьевича Обручева М.А.Усов нашёл не только учителя и научного руководителя, но и заботливого наставника, который неоднократно поддерживал его в трудные минуты. Всю оставшуюся жизнь М.А.Усов через письма постоянно поддерживал связь с Владимиром Афанасьевичем.

М.А.Усов окончил Горное отделение ТТИ весной 1908 года (в связи с перерывом учебных занятий революционными событиями 1905-06 г.г.) со званием горного инженера. Ещё студентом летом 1906 года М.А.Усов сопровождает В.А.Обручева в экспедиции в Пограничную Джунгарию, а в 1908 году помогает Учителю проводить летнюю полевую геологическую практику в окрестностях г.Красноярска. После окончания вуза М.А.Усов был оставлен в ТТИ профессорским стипендиатом (аспирантом) по кафедре геологии. Под руководством В.А.Обручева Михаилом Антоновичем были составлены таблицы для кристаллооптического определения породообразующих минералов, которые пользовались большим спросом не только у студентов, но и геологов научных и производственных организаций.

В 1911 году М.А.Усов был командирован в Петербургский горный институт к академику Ф.Ю.Левинсон-Лессингу «для усовершенствования в области применения физикохимии и петрографии». Здесь Михаил Антонович прошёл отличную петрографическую школу, осознал необходимость привлечения в геологию методов точных наук. В качестве отчёта о командировке явилась его статья «Законы физикохимии в применении к петрографии», опубликованная в «Журнале Общества сибирских инженеров» в 1913 году. Уже в этой статье были высказаны мысли, не потерявшие актуальность и в наши дни. «... что всякий геолог прежде всего должен быть петрографом». Этот подход несколько позже проявился при описании Томского метеорита (Известия ТТИ, 1918. Т. 40. Вып. 2. С. 1-19), где в виде петрографического этюда проведено тщательное описание «небесного» камня, которое может служить эталоном и в наши дни.

М.А.Усов в конце 1912 года становится преподавателем Томского технологического института на кафедре палеонтологии и исторической геологии. Одновременно он читает лекции в Томске на Сибирских высших женских курсах. В 1913 году ему пришлось сдавать магистерские экзамены в Киевском университете, а защищать диссертацию на степень магистра геологии и геогнозии в Харьковском университете. После защиты его избирают на ординарную профессорскую должность в Екатеринославском горном институте, но М.А.Усов отказывается от предложения и возвращается в Томский технологический институт на место экстраординарного (сверхштатного) профессора кафедры палеонтологии и исторической геологии. Через год после защиты магистерской диссертации он избирается профессором кафедры, становится её заведующим и остаётся на этой должности 8 лет. Все эти годы он читал лекционные курсы по исторической геологии, геологии каустобиолитов, которые позже публикуются в виде учебников («Историческая геология» Томск, 1914. 174 с.; «Геология каустобиолитов (уголь, нефть, графит, алмаз)» Томск, 1920. 154 с.)

В 1921 М.А.Усов переходит на кафедру общей геологии, петрологии и прикладной минералогии, оставляя прежнюю кафедру двум профессорам – М.К.Коровину и В.А.Хахлову. На новом месте он разрабатывает и читает лекции по рудным месторождениям, которые впоследствии публикуются в виде учебника (перездан три раза). Его ученики Н.Н.Горностаев и Ф.Н.Шахов становятся профессорами и в 1930 году возглавляют новые кафедры, а их Учитель - вновь созданную кафедру общей геологии, которой руководит до 1938 года. Здесь М.А.Усов читает лекции по общей геологии, публикует очередные учебники «Элементы

геоморфологии и геологии рыхлых отложений», «Структурная геология», «Введение в геологию». Оставляя кафедру в 1938 году, он передаёт её в руки своего ученика – профессора К.В.Радугина.

Параллельно с основной работой в ТТИ, М.А.Усов преподавал с 1912 по 1917 год на Сибирских высших женских курсах. А с 1917 по 1928 год – в Томском университете.

Кроме учебной деятельности, М.А.Усов ведёт в Томском технологическом институте большую административную работу: с 1916 года является секретарём Совета ТТИ, с 1917 по 1920 – деканом горного факультета, а с 1922 по 1926 год – членом Правления и проректором ТТИ по учебной работе.

С самого начала своей преподавательской деятельности М.А.Усов углублённо занимается методической работой. В 1916 году он публикует «Опыт разработки оснований построения и выполнения учебного плана русских высших технических школ на примере Томского технологического института» (32 с.), где утверждает, что пункт Устава ТТИ, в котором записано, что он есть «учёно-учебное учреждение» на данный момент времени не отвечает истинному положению вещей. «Учебно-административные функции отнимают у педагогического персонала слишком много времени, так что чистой научной работой ... некогда заниматься». И далее «Если постоянно упражнять память, то это может привести к феноменальным результатам. Однако жизнь требует не только запоминания и заучивания, но и прочности в этом процессе. Отсюда следует, что необходимо рационализировать весь комплекс сведений, поступающих от преподавателя к слушателям, освободить учебные программы от «потопа материала, ... фатально обречённого на исчезновение». Анкетирование за границей показало, что выпускники школ забывают до 90% того, чему их учили. «И несмотря на это, преподаватели все стремятся раздуть свои предметы, соперничая в представлении - как можно – более «широких» программ».

М.А.Усов высказывается за устное преподавание: «Восприятие интеллектуальных ценностей происходит вообще легко на почве эмоциональной вибрации, при условии проявления со стороны лектора известного научного чувства.... Лекционный способ является квинтэссенцией высшего образования».

Поднимает вопрос о времени, отведенного на занятия. «Прочность усвоения всякого рода знаний прежде всего есть прямая функция времени». В России для высших технических заведений принят в среднем пятилетний курс, исходя из чего составляются учебные программы. М.А.Усов приводит список предметов, обязательных для студентов Горного отделения и показывает, что хорошо освоить их невозможно. Для этого придётся увеличить рабочий день студента до 12-13 часов. Немыслимо успевать повторять пройденный материал, выполнять все лабораторные и курсовые работы, прочитать основные рекомендуемые учебники. И, как пример, приводит руководство по физической геологии И.В.Мушкетова, в котором более полутора тысяч страниц. «Таким образом, физически невозможно выполнить учебный план Горного и других отделений, рассчитанный на пять лет». И автор задаёт вполне логичный вопрос: «Зачем учить, чтобы забыть и не приобрести навыков логического мышления...».

Необходима перестройка, которая должна осуществляться путём совершенствования учебных планов, изъятия лишних дисциплин, сокращения до оптимального минимума главных предметов. В этом процессе должны принимать участие и студенты: надо выяснять их мнения путём анкетирования, причём не одноразового, а проводимого регулярно. Изменение и совершенствование учебных планов и программ необходимо и для нормальной деятельности профессорско-преподавательского состава. Автор предлагает ввести в программы вуза общеобразовательные предметы, ибо «наши студенты, заваленные текущей работой ... в большинстве случаев, утрачивают способность правильно излагать свои мысли и грамотно писать. Во всяком случае следует ... ввести курс русского языка и словесности».

Специфика педагогической деятельности М.А.Усова заключалась в особых требованиях послереволюционного времени, когда в аудитории высших учебных заведений пришло новое поколение, хлынул поток беднейших сословий, которые прежде не достигали дверей высших учебных заведений. Требовалось перестроить процесс обучения, сделать его эффективным для сотен молодых людей, плохо подготовленных для занятий в высшей школе. В Институте была продумана и осуществлена параллельная система практических занятий, когда студенты, прослушав теорию, следом приступали к урокам в составе небольших групп и осмысливали материал лекций на конкретных примерах.

М.А.Усов с пониманием относился к революционной молодёжи 20-ых годов, требующих перемен, радикальной ломки процесса обучения. С иронией он успокаивал пылких реформаторов, требовавших введения предметной, комплексной или так называемой «американской кооперативной» системы. Понимать и запоминать – от этих неперемных условий обучения никакая система не освобождает, считал он.

Михаил Антонович был очень чутким человеком по отношению к «новым» студентам. Уважительно относился к сотрудникам независимо от звания и занимаемого положения. В отчётах Геолкома, которые он редактировал, указывал не только фамилии, но и имя и отчество тех, кто выполнял работу – от старших геологов до машинисток, топографов, препараторов и т.д.

В докладе об учебной деятельности в 1925 году на юбилее Томского технологического института М.А.Усов отмечал, что на данный момент нет нормальных учебников, «отвечающих современному состоянию науки и техники». И далее: «Пора признать, что подготовка учебников и учебных пособий - один из видов научно-исследовательской работы».

Особое внимание М.А.Усов уделял производственным практикам. «Наиболее желательными формами связи ВТУЗов с производством намечается хорошо поставленная производственная практика студентов, вкрапливание производственных тем в учебную работу ВТУЗов, организация повторительных курсов (повышение квалификации – В.П.) для инженеров, а также общественных лекций и выставок, конкурсная и консультационная работа педагогического персонала». Недостаточность геологических кадров в Сибири решалась путём привлечения к практической работе студентов, темы дипломных работ которых также связывались с практической деятельностью в производственных организациях.

Высокие достижения М.А.Усова в методической работе и практике подготовки кадров в Томском технологическом институте послужили основанием для его назначения Председателем Комиссии по разработке учебных планов и программ высших геологоразведочных учебных заведений.

В 1938 году на Всесоюзном совещании работников высшей школы М.А.Усов назван «отличником учёбы СССР», а руководимая им кафедра общей геологии, многие годы занимавшая первое место в ТТИ, квалифицируется как «образцовая кафедра Союза».

В своём конспекте доклада «Методы преподавания и характер отдельных видов занятий» и «Работа с дипломантами» М.А.Усов одним из важнейших условий успешной лекционной работы считал сообщения о результатах собственных исследований. При этом рекомендовал использовать в лекции не только данные русской и иностранной литературы, но и подкреплять их результатами собственных научно-исследовательских разработок. Лекции необходимо разбивать на части по 10-15 минут, обязательно фиксировать главные положения и выводы, диктуя их или записывая на доске. Рекомендуется широко использовать так называемые академические консультации, когда любой студент в определённые часы может прийти к преподавателю и обсудить с ним какую-либо теоретическую проблему. Он считал, что сообщение знаний студентам является лишь частью педагогического процесса, полностью этот процесс включает ещё и обучение навыкам работы, культуре мышления, нравственным ценностям, этическим нормам.

Значительный след в становлении геологического образования оставил М.А.Усов и в Томском государственном университете. Здесь с 1 октября 1917 по 1928 год он читал на естественном отделении физико-математического факультета курсы лекций по геологии, палеонтологии, исторической геологии, вёл специальный курс «Точные петрографические методы». В это же время (1919-1920, 1922) заведовал геологическим кабинетом, был членом Гео-минералогической предметной комиссии (1921-1923 г.г.) В мае 1920 года совместно с профессором С.М.Курбатовым принимал участие в разработке учебного плана для специальностей «минералогия» и «геология». Именно ученики М.А.Усова составили впоследствии ядро научно-педагогического коллектива геологического отделения физико-математического факультета Томского университета. На штатные должности преподавателей университета были зачислены Н.Н.Горностаев, А.М.Кузьмин, И.К.Баженов, К.Е.Габуння, В.А.Хахлов, Б.Ф.Сперанский, Ю.А.Кузнецов

Уже ученики учеников М.А.Усова в последующем достигли высоких званий и возглавили кафедры Томского университета – динамической геологии (доцент А.А.Ларищев, доц. М.Г.Горбунов, проф. И.А.Вьшлан, проф. В.П.Парначёв), палеонтологии и исторической геологии (проф. А.Р.Ананьев, В.А.Ивания, проф. А.И.Родыгин.), минералогии (проф. Б.М.Тюлюпо, проф. А.И.Летувнинкас), петрографии (проф. М.П.Кортусов, проф. А.И.Гончаренко, проф. А.И.Чернышов).

М.А. Усов проявил себя как выдающийся организатор геологической службы Сибири. Одновременно с основной педагогической работой М.А.Усов сотрудничает в других организациях. Он проявлял деятельное участие в организации Института исследований Сибири, являясь членом Оргкомитета съезда, на котором рассматривались вопросы об учреждении этого Института. В рамках тематики этого Института М.А.Усов читал лекции на курсах по подготовке исследователей природы по динамической геологии и стратиграфии.

Он являлся одним из организаторов Сибирского геологического комитета, впоследствии Сибирского отделения Геологического комитета.

Уже в первые годы работы при Сибирском отделении ГК было организовано Бюро учёта полезных ископаемых и в 1923 году была составлена новая сводка «Полезные ископаемые Сибири», служившая основой для выбора площадей для постановки первоочередных геолого-съёмочных работ.

В 1920 году начали выходить известия СГК: за два с половиной года работы вышло 132 выпусков, где почти в каждом выпуске публиковались ежегодные отчёты о деятельности Сибирского геологического комитета, а также краткие отчёты о результатах деятельности геологических и геологоразведочных партий, экскурсий, сводки по отдельным видам полезных ископаемых и т.д.

Для обеспечения выполнения Урало-Кузнецкой и других крупных государственных проблем крайне не хватало квалифицированных кадров. М.А.Усов пришлось одному руководить работой пяти геологических партий. Для решения кадровой проблемы было принято Постановление ВСНХ СССР от 15 января 1930 года «О создании отраслевых институтов на базе факультетов политехнических институтов». В соответствии с Постановлением Сибирский технологический институт был разделён на ряд самостоятельных отраслевых учебных заведений: Сибирский геологоразведочный (г.Томск), Сибирский горный (г. Томск) и др. Была поделена материальная база между этими 9 вузами, которые были прикреплены к крупным предприятиям, трестам, главным управлениям наркоматов, усиливалась роль производственных практик в подготовке специалистов. Вводилась непрерывная практика на предприятиях для студентов старших курсов в течении всего учебного года. Но, реорганизация вузов желаемого результата не дала и поэтому в 1934 году вновь была проведена реорганизация высшей технической школы: Сибирский геолого-разведочный, Сибирский горный, Сибирский механико-машиностроительный и Сибирский химико-технологический были объединены в Томский индустриальный институт (ТИИ). Свою деятельность ТИИ начал с 1 июля 1934 года в составе шести факультетов среди которых были геолого-разведочный (декан М.К.Коровин) и горный.

Отсутствие высококвалифицированных преподавательских кадров вынудило руководство страной заняться и этой проблемой. В соответствии с Постановлением СНК СССР от 13 января 1934 года квалификационными комиссиями началась работа по присуждению учёных степеней и званий преподавательскому составу. Без защиты диссертации была присуждена учёная степень доктора наук и учёное звание профессора многим сотрудникам ТИИ, в том числе М.А.Усову, М.К.Коровину, М.И.Кучину и др.

Несмотря на загруженность преподавательской, административно-руководящей работой и консультациями в различных учреждениях, Михаил Антонович активно занимался общественной

деятельностью: был членом Томского горсовета, пленума Новосибирского краевого, а затем областного исполкома, с 1932 года являлся членом крайкома Профсоюза рабочих горнорудной промышленности, членом краевого Энергокомитета, а также краевого бюро ВАРНИТСО (Всесоюзная ассоциация работников науки и техники для содействия социалистическому строительству в СССР).

Научно-исследовательская деятельность М.А.Усова после стипендиатства (аспирантуры) была посвящена изучению геологии Кузбасса и обрамляющих его горных сооружений Кузнецкого Алатау и Салаира. Совместно с ним работали студенты Горного отделения ТТИ М.К.Коровин и И.А.Молчанов.

М.А.Усов утверждал, что в геологию Сибири нельзя рабски переносить европейские стандарты и шаблоны. Например, кембрийский период в мировой геологической литературе принято оценивать, как период тектонического покоя, но в кембрии Алтае-Саянской складчатой области по его данным намечается 15 революционных фаз тектогенеза и 4 эпохи интрузивного магматизма, которые были им на основе построений А.М.Кузьмина объединены в салаирский геотектонический цикл («салаириды»). Если в мировой геологической литературе девонский период также рассматривался как этап тектонического покоя, то М.А.Усовым при изучении Тельбесского железорудного района была установлена тельбесская фаза складчатости и тельбесский вулканический цикл, объединённые в новый тельбесский цикл тектогенеза.

Естественно, обладая огромным материалом по угольным месторождениям Кузбасса, М.А.Усов дал перспективную оценку запасов углей этого бассейна. В работе «Геолого-промышленный очерк Кузнецкого каменноугольного бассейна» (1929) он совершенно обоснованно утверждал, что «Кузбасс является одним из наиболее насыщенных углями бассейнов Земли». В 1927 году им на базе кабинета общей геологии ТТИ организуется петрографическое исследование кузнецких углей, а в 30-ые годы был создан кабинет каустобиолитов. На основе имеющихся материалов был подготовлен курс лекций и издано учебное пособие «Геология каустобиолитов (уголь, нефть, графит и алмаз)» (1920).

М.А.Усов обращал внимание и на проблемы нефтегазоносности Западно-Сибирского края. В своей работе «К вопросу о нефти в Западно-Сибирском крае» (1936), он ссылаясь на установленные признаки нефтегазоносности Барзасского района на северо-восточной окраине Кузбасса, указывает на перспективность обнаружения месторождений углеводородов на Среднесибирской платформе, а также в палеозойских отложениях Кузбасса. После окончательного решения вопроса о нефтеносности Кузбасса «можно будет направить средства на глубокое бурение для отыскания нефти в пределах Западно-Сибирской низменности.

В последние годы своей жизни М.А.Усов много внимания уделял разработке общетеоретических проблем геологии, в частности геотектонической пульсации Земли.

Начиная с 1920 года М.А.Усов сплачивает вокруг себя группы молодых выпускников, работающих в ТТИ, ТГУ и на производстве, которые специализировались в различных областях геологии. Таким образом, создавалась школа геологов, среди которых были специалисты в области палеонтологии и стратиграфии (В.А.Хахлов, М.К.Коровин, К.В.Радугин, Н.Н.Урванцев, Л.Л.Халфин, Б.Ф.Сперанский, А.Г.Сивов и др.), минералогии и петрографии (Н.Н.Горностаев, И.К.Баженов, А.М.Кузьмин, Ф.Н.Шахов, К.И.Сатпаев, Ю.А.Кузнецов, А.Я.Булытников и др.), инженерной геологии и гидрогеологии (М.И.Кучин). Все ученики М.А.Усова, кроме преподавания в ТТИ и ТГУ, работали под его руководством в геологических партиях, занимались изучением и созданием минерально-сырьевой базы Сибири. Все они составляли ядро Западно-Сибирского геологического управления и Западно-Сибирского отделения треста редких металлов, Десятки его учеников занимали кафедры и руководящие должности в вузах и НИИ не только Сибири, но и Урала, Москвы, Ленинграда, Казахстана и многих других центров СССР. Многие сотни специалистов на производстве считали себя учениками М.А.Усова. Уже в более позднее время ученики учеников М.А.Усова являлись стали ведущими специалистами в различных областях геологии, заведующими кафедрами Национального исследовательского Томского политехнического университета (бывшего ТТИ, ТИИ, ТПИ): Г.А.Иванкин, С.С.Ильенок, В.К.Черепнин, А.Ф.Коробейников, С.Л.Шварцев, И.В.Кучеренко, А.К.Мазуров, А.А.Поцелуев, Л.П.Рихванов, Е.Г.Языков, С.И.Арбузов, В.Г.Ворошилов, А.К.Полиенко, О.Г.Савичев, Е.М.Дутова, А.Д.Назаров, Б.Д.Васильев, И.И.Коптев и др.

Буквально в последний месяц своей жизни М.А.Усов принимал активное участие в работе Научной конференции по изучению и освоению производительных сил Сибири, которая проходила в Томске 25-30 июня 1939 года, за месяц до его кончины (26 июня 1939 года). Он был членом Президиума геологической секции конференции, задавал вопросы докладчикам, многократно выступал в прениях по докладам своих учеников: Ф.Н.Шахова, К.С.Филатова, Л.И.Шаманского, А.В.Тыжнова, И.В.Дербилова, В.А.Хахлова и др. Им были сформулированы основные задачи по изучению геологического строения и полезных ископаемых Западной Сибири.

По мнению академика Ю.А.Кузнецова «...М.А.Усов решил в своей деятельности ... две главные задачи: 1) организация геологической службы в Сибири; 2) подготовка высококвалифицированных кадров геологов-съемщиков, поисковиков, разведчиков, а также учёных и преподавателей. Без решения второй задачи невозможным было бы решение первой... Главным делом его жизни была педагогическая, воспитательная и организационная работа...». За годы своей деятельности он воспитал более тридцати профессоров, докторов наук, членов-корреспондентов и действительных членов Академии наук, подготовил и опубликовал ряд учебников и учебных пособий.

Академик В.А.Обручев после кончины М.А.Усова писал, что 20-летний период в изучении геологии Сибири (с 1919 по 1939 год) с полным правом может быть назван «усовским», а академик Ю.А.Кузнецов (1984) считал М.А.Усова основоположником советской геологической школы в Сибири.

Некоторые основные учебники, учебные пособия и учебно-методические разработки, подготовленные М.А.Усовым:

1. Усов М.А. Фёдоровский или универсально-оптический метод исследования породообразующий минералов, в особенности полевых шпатов. – Томск: Типо-лит. Сиб. Тов-ва печатн. дела. – 1910 – 142 с.
2. Усов М.А. Законы физико-химии в применении к петрографии // Томск: Сиб. Тов-во печатн. дела, 1913. – 35 с.
3. Усов М.А. Историческая геология. Конспект курса. Томск: ТТИ, 1914. 174 с. Литограф. издание.
4. Усов М.А. Опыт разработки оснований построения и выполнения учебного плана русских высших технических школ на примере Томского технологического института. – Томск: Сибирское товарищество печатного дела, 1916. – 32 с.
5. Усов М.А. Томский метеорит (петрографический этюд) // Известия ТТИ. – 1918. – Том 40. – Вып. 2. – С. 1-19.
6. Усов М.А. Геология каустобиолитов. (Уголь, нефть, графит и алмаз). Томск: Народная типография. № 3, 1920. – 154 с.
7. Усов М.А. Горный факультет Томского технологического института // Горный журнал. – 1923. – № 3-4. – С. 185-190.
8. Усов М.А. Результаты кампании по реорганизации методов преподавания в 1923-1924 учебном году. Томск: Типо-лит., 1924. – 24 с.
9. Усов М.А. Нотизация преподавания в ТТИ // Рабоч. студ., 1924. № 21. – С. 30-33.
10. Усов М.А. 25 лет научно-воспитательной работы (К юбилею Томского технологического института) // Красноярский рабочий. 1925. – № 235. – 14/Х.
11. Усов М.А. 25-летие учебной деятельности Томского технологического института. – Красное Знамя 1925. – № 236. – 15/Х.
12. Усов М.А. Участие ТТИ в развитии геологии // Красное Знамя. 1925. – № 242. – 22/Х.
13. Усов М.А. Полезные ископаемые. 1. Рудные месторождения. Курс лекций – Томск: ТТИ, 1928. – 240 с.
14. Усов М.А. 25-летие учёно-учебной деятельности Томского технологического института // Томский технологический институт за 25 лет своего существования (1900-1925). [Юбилейный сборник]. – Томск, Сиб. технолог. ин-тут, 1928. – С. 5-14.
15. Усов М.А. Учебное дело Томского технологического института за 25 лет его существования // Томский технологический институт за 25 лет своего существования (1900-1925). [Юбилейный сборник]. – Томск, Сибирский технологический институт, 1928. – С. 17-689.
16. Усов М.А. Состояние и деятельность Горного факультета Сибирского технологического института // Тр. 1-ого Всесоюзн. Горного научно-технич. Съезда 14-27 апреля 1926 г. Т. 10. М.: НТУ ВСНХ СССР, 1928. С. 47-58.
17. Усов М.А. Краткий курс рудных месторождений. – Томск, Издатком втузов, 1931. – 160 с.
18. Усов М.А. К реорганизации учебной жизни втузов // Красное Знамя. – 1932. – № 225. – 11/Х
19. Усов М.А. Краткий курс рудных месторождений. Изд. 2, значит. исправл. и дополн. – Томск: «Кубуч», 1933. – 200 с.
20. Усов М.А. Элементы геоморфологии и геологии рыхлых отложений. – Томск: Зап.-Сиб. ГГГТ, 1934. – 87 с.
21. Усов М.А. Заметки профессора [о поднятии культурного уровня в высшей школе] // Сов. Сибирь. – 1935.- № 197. – 6/1Х.
22. Усов М.А. О работе кафедры геологии [Томского индустриального института] // Красное Знамя. – 1935. – № 234. – 16/Х1.
23. Усов М.А. О подготовке к лекции // Красное Знамя. – 1935. – № 234. – 12/Х11.
24. Усов М.А. Разносторонние научные искания. (Результаты научно-исследовательской работы кафедры общей геологии ТТИ). Высш. Технич. Школа. – 1936. – №5. – С. 68-76.
25. Усов М.А. Больше внимания бюджету времени студента // Высшая школа. – 1937. – № 8-9. – С. 98-101.
26. Усов М.А. Задачи геологов томских вузов в третьей пятилетке // Красное Знамя. – 1937. – № 100. – 30/У.
27. Усов М.А. Структурная геология. – М.-Л.: Госгеолгиздат, 1940. – 135 с.
28. Усов М.А. Введение в геологию. – Алма-Ата: АН КазССР, 1950. – 169 с.

Литература

1. Друянов В.А. Энциклопедист геологии. Академик М.А.Усов. - М.: Знание, 1988. – 192 с.
2. Горностаев Н.Н., Коровин М.К. Профессор М.А.Усов. (Важнейшие данные о жизни и деятельности) // Сборник по геологии Сибири, посвящённый двадцатипятилетнему юбилею научно-педагогической деятельности проф. М.А.Усова). Томск: Изд-во ЗСГТ, 1933. С. 1-Х.
3. Коровин М.К. Жизнь и деятельность академика М.А.Усова (1883-1939) // Известия Томского индустриального ин-та. – 1944. – Т. 62. – Вып. 1. С. 1-8.
4. Кузнецов Ю.А. Академик М.А.Усов – основоположник советской геологической школы в Сибири // Научное наследие М.А.Усова и его развитие. (Очерки по истории геологических знаний. Вып. 23.). Новосибирск: СО «Наука», 1984. – С. 5-15.
5. Кузьмин М.И. и Хахлов В.А. Академики В.А.Обручевы и М.А.Усов – основатели сибирской школы геологов // Мат-лы по геологии и полезным ископаемым Западной Сибири. Доклады конф., посвящённой 100-летию со дня рождения академика В.А.Обручева и 80-летию со дня рождения академика М.А.Усова. – Томск:ТГУ, 1964. С. 5-18.
6. Лебедев И.В. Краткий очерк научной, педагогической, организационной и общественной деятельности // Михаил Антонович Усов. Мат-лы к биобиблиографии учёных СССР. Серия геол. наук. - Вып. 22. - М.:«Наука», 1967. – С.6-18.
7. Основные идеи М.А.Усова в геологии. – Сб. ст. - Алма-Ата: АН Каз ССР, 1960. - 541 с.
8. Парначёв В.П. О роли В.А.Обручева и М.А.Усова в становлении геологического образования в Сибири // Развитие минерально-сырьевой базы Сибири от Обручева В.А., Усова М.А., Урванцева Н.Н. до наших дней. Томск: ТПУ, 2013. С. 63-76.
9. Парначёв В.П. Жизнь, отданная геологии // Умом, молотком и сердцем. Вестник РОСГЕО, Вып. 2. М.: РОСГЕО, 2014. С. 189-203.
10. Хахлов В.А. Академик М.А.Усов (1883-1939) // Вестник Зап.-Сиб. геол. управления. – 1939. - № 5. – С. 1-4.

**В.А. ОБРУЧЕВ – ПЕРВЫЙ СИБИРСКИЙ ГЕОЛОГ
К 155 - ЛЕТИЮ СО ДНЯ РОЖДЕНИЯ АКАДЕМИКА В. А. ОБРУЧЕВА
Е.Ю. Пасечник**

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

10 октября 2018 г. исполнится 155 лет со дня рождения Владимира Афанасьевича Обручева – выдающегося разностороннего ученого, крупнейшего геолога, географа, путешественника, писателя (рис. 1). Он прожил 93 года. И за эти годы внес несравненный по объему и значимости вклад в отечественную науку. Его книги, написанные удивительным языком, потрясающе интересные и уникальные, основанные на реальном опыте ученого, на протяжении многих лет прививают молодежи любовь к научному познанию мира.

Владимир Афанасьевич Обручев родился в семье дворян в селе Клеепенино Тверской губернии. В 1881 г. он поступил в Санкт-Петербургский горный институт, где учился с большой охотой у лучшего профессорско-преподавательского коллектива в области геологии.

После окончания института в 1886 г. горного инженера Обручева направили в первую геологическую экспедицию в Туркестанский край, где велось строительство железной дороги до Самарканда. В 1888 г. по окончании исследований в Средней Азии, Владимир Афанасьевич был назначен первым штатным геологом Иркутского горного управления.

Подробное описание первого знакомства с Сибирью в период работы в управлении (до 1892 г.) Владимир Афанасьевич излагает в первой части книги «Мои путешествия по Сибири». В первый год он посетил месторождения разных полезных ископаемых в нескольких местах Прибайкалья и юга Иркутской губернии, а затем в течение двух летних поездок изучал золотые прииски Олекминско-Витимского (ныне Ленского) района. В последний год, перед отъездом из Сибири в экспедицию по Центральной Азии, он совершил поездку на Ямаровский минеральный источник в долине р. Чикоя в Западном Забайкалье. До него эти места были практически не изучены, и Владимир Афанасьевич считается одним из первопроходцев, исследовавших Сибирь.

В 1895 г. Горный департамент назначил горного инженера Обручева начальником Восточно-Сибирской партии по Забайкальскому участку, осуществлявшей геологические исследования в районе Сибирской железной дороги. Во второй части книги Владимир Афанасьевич пишет: «В этой сравнительно ограниченной по площади части Сибири можно было выполнить довольно густую сеть маршрутов и посетить некоторые местности даже два раза, так что был собран достаточный материал для подробного описания».

В 1899 Владимир Афанасьевич был командирован в Германию, Швейцарию и Австрию для изучения геологического строения этих стран, участвовал в работе 7-го Международного географического конгресса в Берлине, в 1900 г. Владимир Афанасьевич представлял Россию на 8-й сессии Международного геологического конгресса в Париже.

В 1901 г. В.А. Обручев был назначен руководителем только что открывшегося Горного отделения в Томском технологическом институте и заведующего кафедрой геологии. Это был самый продолжительный период его пребывания в Сибири. Он прекрасно справился с необыкновенно сложной задачей организацией и построением эффективной работы только что открывшегося учебного заведения. Владимир Афанасьевич разработал план организации учебной работы, согласно которому в Горном отделении должны готовиться специалисты по трём направлениям: рудничных инженеров, инженеров-металлургов и геологов. Полный курс обучения составлял 10 семестров. Программы и учебные планы состояли из трёх частей: обязательной общей, обязательной для специализации и необязательной. Общий порядок обучения на Горном отделении давал студенту определенную свободу посещения лекций и лабораторных занятий при условии соблюдения строгой последовательности сдачи по утвержденным графикам экзаменов и зачетов, а также представления необходимых графических и практических работ.

Профессор Обручев внедрил в процесс обучения принцип наглядности, создал геологическую, петрографическую и минералогическую лаборатории, кабинеты учебных пособий, горный музей, прекрасную научно-техническую библиотеку, насчитывавшую уже к 1910 г. более 5 тыс. томов. Для подготовки будущих геологов к работе в поле Владимир Обручев впервые в России начал читать курс практической геологии, с обстоятельным изучением всех методов полевых наблюдений. В 1908 г. он ввёл в учебный процесс проведение

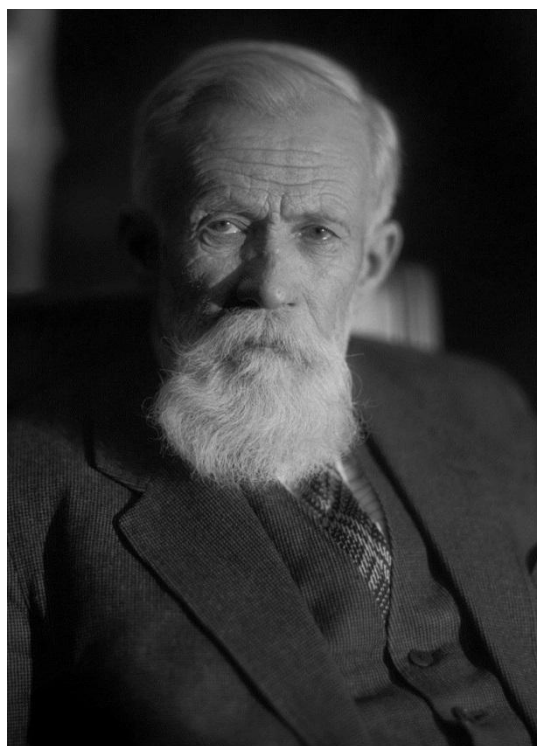


Рис.1 Владимир Афанасьевич Обручев

месячной учебной геологической практики в наиболее интересных районах Сибири. А для будущих инженеров-металлургов обязательными стали практические занятия в механических мастерских и летняя практика на заводах. Следует отметить, что при его участии на территории института был построен газовый завод, который полностью обеспечивал светильным газом лаборатории, а также использовался для освещения учебных аудиторий, служебных помещений и студенческого общежития.

По свидетельству учеников, профессор Обручев был исключительно талантливым лектором. Богатые по содержанию, насыщенные оригинальными личными наблюдениями в Сибири и Центральной Азии иллюстрированные лекции привлекали многочисленных слушателей, часто переполнявших большую горную аудиторию института.

Профессор Обручев решил основную задачу руководя учебного заведения – привлечь на Горное отделение высококвалифицированный преподавательский состав, не уступавший в профессионализме корифеям столичного Петербургского горного института. За годы деятельности в Томске он привлёк на работу в ТТИ целый ряд видных учёных – горных инженеров, геологов. Среди них: выпускник Санкт-Петербургского горного института, крупный знаток горного дела, профессор Лев Тове (1867–1917). В 1909–1913 гг. он занимал пост декана Горного отделения; выпускник Казанского университета, доктор минералогии геогнозии Михаил Янишевский (1871–1949); выпускник Петербургского университета профессор Николай Чижевский (1873–1952). В 1913–1917 гг. он занимал пост декана Горного отделения, впоследствии избран академиком АН СССР; профессор Павел Гудков (1881–1955) – талантливый геолог-нефтяник. Он в 1918 г. стал первым главой Сибирского геологического комитета, в 1921 г. эмигрировал в США, где открыл ряд нефтяных месторождений Калифорнии.

Успешная деятельность профессора Обручева не осталась без должной оценки, он был награжден орденом Св. Станислава 3-й степени, а в 1905 г. произведён в высокий гражданский чин статского советника.

После снятия с поста директора Томского технологического института Ефима Зубашева, обвинённого в попустительстве студенческих волнений 1905 г., его обязанности непродолжительное время в 1906 г. исполнял профессор Обручев. На одном из заседаний Совета института под его председательством было принято ходатайство к Попечителю Западно-Сибирского учебного округа о разрешении приёма в институт женщин на правах вольнослушательниц. И в 1906 г. 23 женщины стали вольнослушательницами Томского технологического института.

В.А. Обручеву по праву принадлежит слава основоположника сибирской геологической школы, он подготовил в Сибири целую плеяду блестящих специалистов по горному делу, среди которых наиболее известные: М. А. Усов, Б. Л. Степанов, Д. А. Стрельников, А. И. Козлов, А. В. Ларский, Н. С. Пенн, М. К. Коровин, Н. Н. Урванцев, К. Е. Габуня и многие другие.

Наряду с педагогической работой не прекращалась и исследовательская деятельность профессора Обручева. В отчете ТТИ за 1905 г. о научных командировках профессоров и преподавателей института записано: «Профессор В. А. Обручев... по поручению и на средства института совершил экскурсию для геологического и географического исследования горных систем Тарбагатай и Барлыка, расположенных на границе Семипалатинской и Семиреченской областей и Китайской Джунгарии, а также части Киргизской степи между Семипалатинском и Сергиополем».

В предисловии к книге «Мои путешествия по Сибири» Владимир Афанасьевич пишет следующее: «Заняв место профессора во вновь учрежденном Технологическом институте в Томске, я уже не мог посвящать все свое время полевым геологическим исследованиям и обработке их результатов и занимался полевой работой только в летнее каникулярное время, и то не ежегодно. В этот период были посежены разнообразные местности Сибири – сначала Ленские прииски, где я выполнял детальное изучение бассейна р. Бодайбо; затем, по пути в Пограничную Джунгарию, исследование которой заняло три лета, я познакомился с частью Киргизской степи по маршруту из Семипалатинска до китайской границы. Руководство студенческой геологической практикой позволило посетить и изучить берега р. Енисей выше г. Красноярска. Наконец, несколько приглашений принять участие в экспертизе золотых рудников дало возможность побывать в горах Кузнецкого Алатау и в Калбинском хребте Киргизской степи».

Также необходимо отметить, что по инициативе профессора Владимира Обручева были начаты первые геологические исследования нефтеносности территории Сибири. В 1902 г. в июльском номере газеты «Нефтяное дело» было напечатано: «На Байкал из Иркутска выехала снаряженная Горным управлением геологическая экспедиция для исследования нефти. Начальник – горный инженер В. Д. Рязанов. На парусном баркасе экспедиция обследует иркутский берег Байкала и проверит сделанные там заявки на нефть, затем переправится через озеро и пройдет через среднюю часть забайкальского берега, включая Святой Нос». Владимир Рязанов – соратник Обручева, заведующий лабораторией Томского технологического института, горный инженер. В качестве его помощников в экспедицию были привлечены студенты Горного отделения, среди которых был М.А. Усов.

В феврале 1911 г. в высших учебных заведениях России развернулась протестная кампания против усиления произвола и полицейских порядков, насаждаемых министром народного просвещения Львом Кассо (1865–1914) в системе образования. Студенчество и передовая часть профессорско-преподавательского состава страны выступили против ликвидации автономии управления в высших учебных заведениях и установления там полицейского надзора. В Томском технологическом институте началась забастовка студентов, что вызвало прекращение занятий на несколько недель. В результате около 370 студентов были отчислены по распоряжению министерства народного просвещения. Профессор В. А. Обручев открыто протестовал против этого вопиющего события и сообщил о нем томскому депутату в Государственной Думе Николаю Некрасову. Подобные вольнолюбивые действия не остались без реакционных действий со стороны властей, и вскоре его вынудили

подать в отставку. Впоследствии об этом В. А. Обручев вспоминал: «Так кончилась моя педагогическая служба в старое время, назвать которое добрым никак нельзя».

Отстранение профессора Обручева от педагогической деятельности вызвало резкий протест со стороны российского геологического сообщества. Делегаты съезда русских геологов, состоявшегося в Санкт-Петербурге в конце 1911 г., направили в его адрес телеграмму: "Второй съезд деятелей по прикладной геологии и разведочному делу выражает свое глубокое сожаление по поводу вынужденной Вашей отставки и желает скорейшего Вашего возвращения к полезной деятельности".

Говоря о причинах отставки профессора Обручева, в интервью газете «Сибирская жизнь» директор Томского технологического института, профессор Николай Карташов дипломатично отметил: «Владимир Афанасьевич общепризнанный выдающийся учёный России и один из лучших геологов Европы. Особую ценность как учёный он имеет для Сибири. Его исследования в Центральной Азии должны быть отнесены буквально к классическим... Предложение подать в отставку сделано без какой бы то ни было мотивировки, поэтому истинных причин этого распоряжения Министерства я не знаю. Есть, однако, основание полагать, что причиной увольнения является приписываемая ему «принадлежность к оппозиции».

Только после Февральской революции 1917 г. Владимир Обручев, как и другие преподаватели, уволенные или вынужденные уйти из ТТИ, был восстановлен в правах. Экстренное заседание Совета Томского технологического института постановило послать В. А. Обручеву телеграмму с запросом о его желании и возможности возвратиться в Томский технологический институт. Однако он по ряду причин уже не смог возвратиться в Сибирь. После чего, получения Совет Томского технологического института, учитывая заслуги Владимира Обручева перед русской горной наукой, единогласно избрал его почетным членом института.

В последующие годы В.А. Обручев совершал лишь кратковременные выезды в Сибирь из Москвы. Он участвовал в экспертизах на золотых рудниках в Кузнецком Алатау и Восточном Забайкалье осенью 1912 г., при экспедиции на Алтай летом 1914 г. с целью изучения его тектоники с попутным посещением железного рудника в Кузнецком Алатау, и при повторной поездке на Алтай в 1936 г.

Владимир Афанасьевич посвятил изучению и развитию Сибири достаточно длительный отрезок своей жизни. Период с 1901 по 1912 был связан непосредственно с Томском. Обручев был одним из тех, кто стоял у истоков становления вузов в Сибири, а возглавленное им Горное отделение Томского технологического института и сибирская школа геологов, послужили прочным фундаментом геологической науки в Сибири. В.А. Обручев постоянно поддерживал связь с Томском, пересылал в научно-техническую библиотеку ТПИ оттиски своих работ, интересовался работами томичей.

Литература

1. Васильев Б.Д. К 150-летию академика В.А. Обручева // Развитие минерально-сырьевой базы Сибири: от Обручева В.А., Усова М.А., Урванцева Н.Н. до наших дней: материалы Всероссийского форума с международным участием. – Томск: Изд-во ТПУ, 2013. – 688 с.
2. Лозовский И.Т. В.А. Обручев в Томске. – Томск: Изд-во НТЛ, 2000. – 180 с.
3. Обручев В.А. Мои путешествия по Сибири. – М.: Изд-во Академии Наук СССР, 1948. – 185 с.
4. Обручев С.В. В неизведанные края. – М.: Мысль, 1975. – 366 с.
5. Обручев С.В. В неведомых горах Якутии. – М.: Государственное изд-во, 128. – 247 с.

ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА РУД РЕДКИХ И РАДИОАКТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ, СТРАТЕГИЧЕСКИХ МЕТАЛЛОВ

ТОНШТЕЙНЫ БЕЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ МИНУСИНСКОГО УГОЛЬНОГО БАССЕЙНА

А.В. Вергунов

Научный руководитель – профессор С.И. Арбузов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Тонштейнами в геологической литературе называют маломощные глинистые прослои преимущественно каолинитового состава. Их применяют для корреляции угольных пластов в границах месторождений и бассейнов, с целью характеристики роли вулканизма во время образования угленосных отложений, а также выяснения периодичности и состава продуктов извержения вулканов [1]. Вулканогенная природа тонштейнов доказана и в настоящее время уже не дискутируется [6]. Исследователями установлено, что пирокластика, которая формирует тонштейны, служит источником накопления в углях промышленных концентраций ценных металлов и аномальных концентраций элементов-примесей [2].

Наиболее ярко следы палеовулканизма на территории Сибири проявлены в Минусинском бассейне. Впервые наличие пирокластического материала в углях бассейна было отмечено В.М. Богомазовым в 1961 году [3].

Минусинский каменноугольный бассейн расположен в южной части Центрально-Сибирского региона. В геологическом плане он приурочен к одноименному прогибу, окруженному с запада, востока и юга структурами Кузнецкого Алатау, Восточного и Западного Саяна [4]. Продуктивная толща сложена нижнекаменноугольными – верхнепермскими отложениями. Основными промышленными месторождениями являются – Черногорское, Изыхское и Бейское.

В ходе исследования Бейского месторождения Минусинского угольного бассейна были детально опробованы и изучены как сами тонштейны, так и вмещающие их угли. Всего в угольных пластах 15', 15, 16, 16а, 18а, 19', 19, 19а, 19б Бейского месторождения опробовано 56 тонштейнов мощностью 0,5 – 10 см, в том числе в разрезе Аршановский – 44 тонштейна, в Восточно-Бейском разрезе - 12.

Аналитические исследования включали исследования химического состава тонштейнов и углей методами ICP MS, ICP AS и ИНАА. Для золы угля и породных прослоев выполнен анализ на породообразующие окислы методом РФА. Исследование химического состава тонштейнов проведено методом рентгенофлуоресцентного анализа в лаборатории рентгеноспектральных методов анализа ИГМ СО РАН, г. Новосибирск (аналитик Н.Г. Карманова). Состав редких и радиоактивных элементов в тонштейнах, углях и золах углей определен методом инструментального нейтронно-активационного анализа (ИНАА) в лаборатории ядерно-геохимических исследований кафедры геоэкологии и геохимии НИ ТПУ (исполнитель А.Ф. Судыко) и масс-спектрометрическим методом с индуктивно-связанной плазмой (ICP MS) в аналитическом центре Дальневосточного геологического института, г. Владивосток (исполнитель – Н.В. Зарубина) и в химико-аналитическом центре «Плазма», г. Томск (исполнитель – Н.В. Федюнина).

Петрографический состав тонштейнов изучен на оптическом микроскопе Axioskop-40. Изучение глинистой фракции тонштейнов проведено с помощью порошкового дифрактометра D2 PHASER. Формы, морфологические особенности и состава тонкодисперсных минеральных образований были изучены с использованием сканирующего электронного микроскопа HITACHI S-3400N.

В результате исследований установлено, что все изученные тонштейны имеют преимущественно каолинитовый состав. При этом встречаются как практически мономинеральные каолинитовые породы (от 73 до 100% каолинита), так и тонштейны смешанного состава. Второстепенными минералами являются фосфаты (гойяцит, пломбогуммит и фторапатит), полевые шпаты, кварц, кристобалит, тридимит. Главными вторичными минералами обычно бывают карбонаты (сидерит, доломит, редко кальцит). В отдельных тонштейнах Восточно-Бейского разреза отмечено также наличие вторичных гидрослюд. Встречаются отдельные акцессорные минералы (циркон).

Так как пирокластический материал, который послужил исходным материалом для формирования тонштейнов претерпел практически полное изменение, восстановить его первичный состав затруднительно. Чрезвычайно агрессивная среда торфяного болота приводила к тому, что разрушению подвергались даже цирконы. Периодически в тонштейнах выявляются корродированные кавернозные кристаллы цирконов. В других случаях они имеют правильные формы без следов коррозии. Одним из методов восстановления первичного состава пирокластического материала тонштейнов является классификационная диаграмма Винчестера и Флойда [7]. Анализ диаграммы показывает, что для Бейского месторождения характерен довольно выдержанный состав пирокластического материала. Он изменяется в основном от андезитового до риодацитового (рис. 1).

Дополнительным параметром, помогающим определить состав исходной пирокластики является титановый модуль (TiO_2/Al_2O_3). Исследования Д. Спирса показывают, что TiO_2/Al_2O_3 отношение больше 0,06 характерно для основной пирокластики, меньше 0,02 – для кислой. Промежуточные значения характерны для пеплов среднего и щелочного состава [5].

Интенсивное преобразование пирокластики в агрессивной среде торфяника привело к миграции химических элементов и обогащению ими близлежащих горизонтов торфа. Угли Бейского месторождения,

находящиеся в контакте с тонштейнами, образовавшимися из пирокластике кислого состава существенно обогащены Sr, Zr, Hf, Ta, Th. В пласте 16 были обнаружены два тонштейна: Ap-7-17 мощностью 1 см, выше над ним (в 5 см) расположен Ap-4-17, его мощность составила 3 см. Оба тонштейна образованы из пирокластике кислого состава, а концентрация элементов в золе притонштейнового угля достигает следующих величин: стронция – 3,2%; циркония – 0,5%; гафния – 166 г/т; тантала – 26 г/т; тория – 153 г/т.

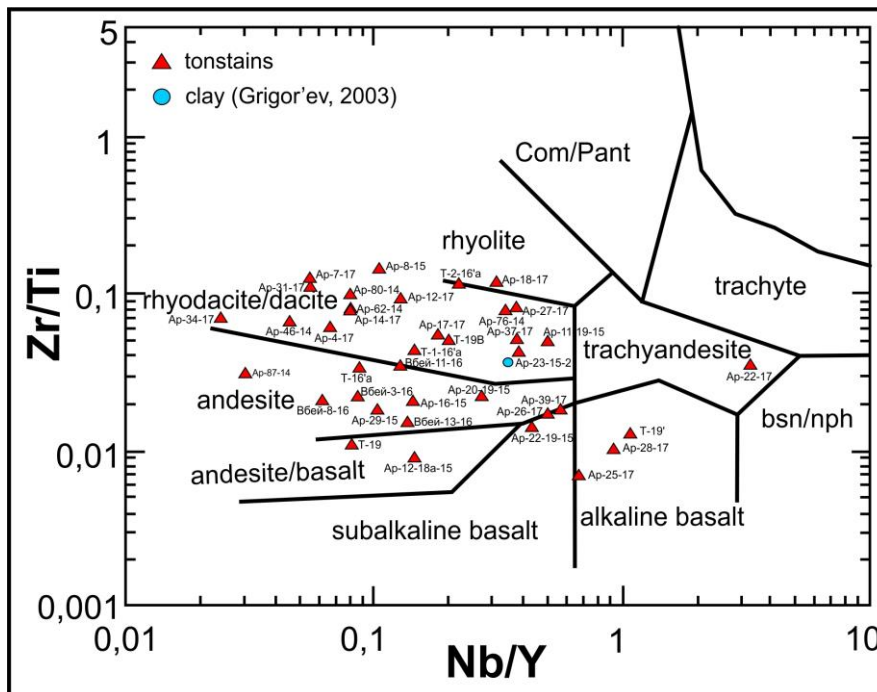


Рис. 1 Zr/Ti – Nb/Y классификационная диаграмма тонштейнов Бейского месторождения [7]

В свою очередь пеплы среднего состава послужили источником таких элементов, как Sc, Cr, Hf, Ta, Th. В пласте 19а было выявлено два тонштейна: Вбей-8-16 мощность которого составляет 1 см, в 10 см над ним располагается Вбей-3-16, мощностью 0,5 см. Оба тонштейна образованы из пирокластике среднего состава, а зола притонштейнового угля обогащена следующими элементами Sc – 44 г/т, Cr – 385 г/т, Hf – 30 г/т, Ta – 8 г/т, Th – 80 г/т.

Проведенные исследования показали, что пирокластике, послужившая исходным материалом для тонштейнов Бейского месторождения Минусинского угольного бассейна, была преимущественно кислого и среднего состава. Пирокластике, послужившая исходным материалом для тонштейнов оказала существенное влияние на химический состав вмещающих углей. Угли, находящиеся в контакте с тонштейном, обладают определенным набором элементов, свойственным составу исходной пирокластике.

С тонштейнами, образованными из пирокластике кислого состава связаны повышенные содержания Sr, Zr, Hf, Ta и Th, среднего – Sc, Cr, Hf, Ta и Th. Стоит отметить, что концентрация Hf, Ta и Th связанная с тонштейнами сформированными из кислого пепла значительно выше.

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта РФФИ № 16-55-53122 ГФЕН_а и № 16-05-00405А.

Литература

1. Адмакин Л.А. Тонштейны – геохронометры древних эруптивных циклов // Доклады АН СССР. – 1991. – Т. 320. – № 5. – С. 1194–1197.
2. Арбузов С.И., Ершов В.В. Геохимия редких элементов в углях Сибири. – Томск: Издат.дом «Д-Принт», 2007. – 468 с.
3. Богомазов В.М. Стратиграфия и условия образования доугленосных и угленосных отложений карбона и перми Минусинского бассейна. // Вопросы геологии угленосных отложений азиатской части СССР. – М.- Л.: Изд.- во АН СССР, 1961. – С. 79-116.
4. Угольная база России. Т. III. Угольные бассейны и месторождения Восточной Сибири. – М.: ООО «Геоинформцентр», 2002. – 488 с.
5. Spears D.A., Kanaris-Sotiriou R.A. geochemical and mineralogical investigation of some British and other European tonsteins. *Sedimentology*, 1979. – V. 26. – P. 407–425.
6. Spears D.A. The origin of tonsteins, an overview, and links with seatearths, fireclays and fragmental clay rocks // *Int. J. of Coal Geol.* – 2012. - Vol.94 – P. 22–31.
7. Winchester J.A., Floyd P.A. Geochemical discrimination of different magma series and their differentiation products using immobile elements // *Chemical Geology.* – 1977. – Vol. 20. – P. 325–343.

РТУТЬ В УГЛЯХ БЕЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ МИНУСИНСКОГО КАМЕННОУГОЛЬНОГО БАССЕЙНА

В.В. Еремеева

Научные руководители: профессор С.И. Арбузов, доцент Н.А. Осипова
Национальный исследовательский «Томский политехнический университет», г. Томск, Россия

Ртуть – это химический элемент, который находится в конце периодической системы (№80), кларк его в каменных углях 0,1 г/т [2]. Ртуть технофильна, присутствует во всех компонентах окружающей среды, имеет множество форм нахождения, что сильно затрудняет ее изучение. Металл является супертоксичным даже в очень низких концентрациях. Высокая подвижность ртути в окружающей среде определяется ее физическими и химическими особенностями, большим количеством форм нахождения и их взаимопереходами при изменении Ph и Eh среды [2, 3].

Целью данной работы является изучение среднего содержания, закономерностей распределения и форм нахождения ртути в каменных углях Бейского месторождения Минусинского бассейна.

Бейское каменноугольное месторождение расположено в южной части Минусинского угольного бассейна в центральной части Южно-Минусинской межгорной впадины [1]. В административном отношении оно находится на территории Бейского и Алтайского районов Республики Хакасия. Район экономически развит. Ближайшие промышленные центры, расположенные в 45 км от участка – города Абакан и Саяногорск, которые имеют хорошо развитую инфраструктуру (железнодорожная ветка и асфальтированные автодороги).

Участок Аршановский, откуда были привезены материалы для исследований, расположен в западной части северного крыла Бейской мульды, которая имеет простое геологическое строение. Согласно «Классификации запасов и прогнозных ресурсов твердых полезных ископаемых, утвержденной приказом МПР РФ № 278 от 11.12.2006 г., данный участок приурочен к простой складчатой структуре с выдержанными элементами залегания продуктивных отложений и преобладанием в разрезе выдержанных угольных пластов с простыми горно-геологическими условиями разработки, относится к I группе.

В настоящее время вскрыто и отрабатывается 12 угольных пластов. Угли каменные марки Д, энергетические. Содержание золы в углях Бейского месторождения изменяется в значительных пределах: от 3,9 до 31,1%. Средняя зольность угольных пластов составляет 12,6%. Наименьшая зольность отмечается в пластах 17 (3,9%) и 18 (6,4%), а наибольшая зольность – от 21 до 31% в пластах 19-19б соответственно.

Для определения содержания ртути в углях Бейского месторождения в 2014 - 2017 годах было выполнено опробование угольных пластов в пределах Восточно-Бейского и Аршановского угольных разрезов. Всего было отобрано 260 проб угля и углевмещающих пород. Все пробы были истерты до 200 меш и изучены на ртутном анализаторе «РА – 915+» с приставкой «Пиро-915+». Метод основан на восстановлении до атомарного состояния содержащейся в пробе связанной ртути методом пиролиза и последующем переносе образовавшейся атомарной ртути из анализатора в аналитическую кюветку воздухом. При определении массовой доли ртути в твердых объектах для градуировки использовали стандартные образцы Premium JCRM ES-6 (Сатт.=24±7 мкг/кг, Сизм.=20±10,8 мкг/кг); Premium JCRM ES-2 (Сатт.= 116±4 мкг/кг, Сизм.=121±29 мкг/кг). Навески проб для исследований составили 50-70 мг. Границы относительной погрешности измерений составили 20-28 %, в зависимости от массовой доли ртути в образцах, при доверительной вероятности 0,95.

Полученные результаты определения содержания ртути в углях статистически обрабатывались и рассчитывались средние значения для угольных пластов и месторождения в целом. Для оценки содержания ртути в пластах была использована методика расчета средневзвешенного содержания с учетом мощности интервалов опробования [1]. Результаты исследований углей Бейского месторождения представлены таблице 1.

Таблица 1
Средневзвешенное содержание ртути и зольность угольных пластов Бейского каменноугольного месторождения

Номер пласта	Hg, мг/т	A ^d , %
15'	44,5	7,5
15	83,6	7,3
16'	30,1	8,2
16	28,5	10,6
16a	38,1	8,8
17'	32,9	11,0
17	51,8	3,9
18	85,8	6,4
18a	115,3	8,2
19	45,0	21,5
19a	58,6	26,3
19б	131,2	31,1
Среднее для месторождения	59,1	12,6

Распределение ртути в угленосных отложениях Бейского месторождения Минусинского каменноугольного бассейна крайне неравномерно. Величина среднего содержания ртути по пластам варьирует от 28,5 мг/т (пласт 16) до 131 мг/т (пласт 19б), тогда как среднее для месторождения составляет 59,1 мг/т, что почти в два раза меньше кларка (0,1 г/т). По результатам исследований, приведенных в таблице 1, мы видим, что среднее содержание ртути в пластах 18а и 19 превышает более чем в 2 раза среднее содержание ртути для месторождения. Для пластов 15', 16', 16, 16а, 17', 17, 19, 19а содержание ртути не превышает среднего значения для месторождения.

В разрезе пластов распределение ртути еще более неравномерно. В большинстве случаев отчетливо видна приуроченность высоких содержаний ртути к прикровельным и припочвенным его участкам. Также ртутью обогащены тонштейны, которые представляют из себя вулканогенные пирокластические горизонты в угольных пластах, преобразованные в условиях торфяной залежи в каолинитовые прослои относительно небольшой мощности. Содержание ртути в тонштейнах и притонштейных горизонтах в углях может достигать аномальных значений по сравнению с другими участками пласта.

В настоящее время атомная абсорбционная спектроскопия является основным методом определения форм нахождения ртути в угле. Изучение форм нахождения ртути в углях важно для лучшего понимания ее геохимии, в частности ее миграции и природы накопления в угле. Известно, что значительная часть ртути в производственных горизонтах угля аккумулярована в сульфидах, главным образом в пирите, FeS₂ [3].

Для определения форм нахождения ртути в каменных углях Бейского месторождения Минусинского бассейна была использована модификация приставки к анализатору ртути «РА-915», которая позволила измерять содержание ртути в образцах при их нагревании в режиме температурно-программированного нагрева. Это дает возможность разделять соединения ртути, связанные с поверхностью связями различной прочности. Режим регистрации термоформ следующий: температурный диапазон 25-850 °С, скорость нагрева 0,8 °С в сек., продолжительность нагрева 15 мин, реализуется с помощью программы «Рапид».

В термоспектре десорбции ртути с поверхности образцов углей и тонштейнов наблюдаются два слабо разрешенных пика. Сопоставление этих пиков с температурами разложения индивидуальных соединений ртути позволило предположить, что ртуть в образцах находится в сорбированной форме (T_{макс. пика}=250-290 °С) и в виде минеральных соединений (T_{макс. пика}=350-400 °С).

Проведенные исследования позволяют сделать следующие выводы:

- Среднее содержание ртути в угольных пластах составляет 59,1 мг/т, что в 2 раза ниже кларка для каменных углей.

- Ртуть в углях Бейского месторождения Минусинского каменноугольного бассейна имеет весьма неравномерный характер распределения. В угольных пачках ртутью в основном обогащены тонштейны и уголь в зоне контакта с ними.

- Изучение форм нахождения ртути в углях Бейского месторождения методом термодесорбции позволило предположить наличие двух форм нахождения ртути, а именно сорбционную и минеральную.

Литература

1. Арбузов С.И., Ершов В.В., Рихванов Л.П., Усова Т.Ю., Кяргин В.В., Булатов А.А., Дубовик Н.Е. Редкометалльный потенциал углей Минусинского бассейна. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2003. 347с.
2. Юдович Я.Э., Кетрис М.П. Токсичные элементы-примеси в ископаемых углях. Екатеринбург: Изд-во УрО РАН. 2005. 655 с.
3. Mashyanov N.R., Pogarev S.E., Panova E.G. Determination of mercury thermospecies in coal // Fuel. 2017. Vol. 203. P. 973-980.

РЕДКОМЕТАЛЛЬНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ СТРАТЕГИЧЕСКИХ МЕТАЛЛОВ РЕСПУБЛИКИ ТЫВА

Г.Л. Запорожец

Научный руководитель – профессор Язиков Е.Г.

Национально исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия.

Минерально-сырьевая база Республики Тыва имеет особенности в распределении многочисленных уникальных месторождений полиметаллов, кобальта, никеля, меди, молибдена, золота, редких металлов и несет весомый вклад в значение горнодобывающего комплекса России.

По основным данным запасы редких металлов более 17%, угля 3.5%, золото 0.18%. Наличие месторождений с крупными запасами полезных ископаемых задает перспективу для наращивания и формирования на их базе промышленных узлов и комплексной переработки (рис.1).



Рис.1 Схема минерально-сырьевого районирования Республики Тыва [2]

На основе геолого-экономического районирования Республики Тыва свидетельствует о дальнейших перспективах развития минерально-сырьевой базы полезных ископаемых. За счет проводимых геологоразведочных экспедиций и исследования основных рудных узлов стоит отметить, что территория еще мало изучена и стоит развивать геологоразведку [1].

В настоящее время среди разведанных месторождений редких металлов и редкоземельных элементов можно выделить четыре крупных месторождения: Арысканское, Тастыгское, Карасугское, Улуг-Танзекское. Общие запасы составляют более 17% от общероссийских. Основная проблема разработки месторождений большая удаленность от развитых центров и отсутствием необходимой инфраструктуры [3].

Улуг-Танзекское месторождение апогранитных редкометалльных метасоматитов, на данный момент оно детально разведано и подготовлено к дальнейшему освоению, это самое крупное редкометалльное месторождение в России [1]. Основные полезные компоненты – тантал, ниобий, цирконий, сопутствующие – литий, гафний, уран, торий, рубидий, цезий, олово, криолит.

Нельзя забывать и о схемах технологической переработки руд, на примере Улуг-Танзекского месторождения при использовании комбинированной технологии которая позволит извлекать из руд до 9 компонентов с рентабельностью освоения на уровне средней по цветной металлургии.

Изначально рентабельность освоения месторождения связано с извлечением из редкометалльных руд нового вида для нашей страны минерального сырья – криолита. Основное использование криолита в производстве алюминия, что позволяет снизить энергоёмкость электролитических ванн на 25%. В настоящее время в алюминиевой отрасли применяют искусственный криолит.

Арысканское месторождение расположено в северо-восточной Тыве. Месторождение является уникальным и обусловлено новым промышленным типом месторождений редких земель иттриевой группы. Основными компонентами являются тантал, ниобий, сопутствующие редкие земли – церий, иттрий, европий, диспрозий, иттербий.

Карасугское месторождение, которое является комплексным, расположено в центральной части Республики. По основным запасам редких земель месторождение относится к крупным (запасы на балансе не числятся).

СЕКЦИЯ 10. ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА РУД РЕДКИХ И РАДИОАКТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ, СТРАТЕГИЧЕСКИХ МЕТАЛЛОВ

Добыча цветных металлов осуществляется на Кызыл-Таштыгском (цинк, свинец, медь), Хову-Аксинском (кобальт, медь, висмут, никель, мышьяк) и Баянкольском (нефелиновые сиениты) месторождениях.

Среди добываемых полезных ископаемых наиболее конкурентным остается золото. Золото добывается в основном из россыпей. Выделяются 4-е золотоносные зоны – Тапса-Каа-Хемская, Таннуольская, Хемчикско-Куртушибинская, Кадыройская, рудно-россыпные узлы – Нарынский, Харальский. Запасы рудного золота оцениваются в пределах 24 т, прогнозные ресурсы по категориям P₁+P₂ составляют 75 т, из них на долю россыпного приходится 15 т.

Таким образом, Республика Тыва - это уникальная по своей структуре минерагеническая провинция с весьма весомыми перспективами для освоения полиметаллической, серебро-сурьмяно-ртутной, редкометалльной, редкоземельной минерализации объектов. Но остаются проблемы с освоением, где наращивание минерально-сырьевого потенциала осложняется удаленностью от промышленных центров с отсутствием необходимой инфраструктуры. Так же проблема изученности труднодоступных районов со стороны инженерно-геологической съемки и соответствующего финансирования из федерального бюджета [2].

Литература

1. Гречищев О.К., Жмодик С.М., Щербов Б.Л. Месторождения редких металлов Улуг-Танзек (Тува, Россия). Новосибирск: Изд-во «Гео», 2010. 196 с.
2. Лебедев В.И., Лебедева М.Ф., Лебедев Н.И. Минерально-сырьевой потенциал Республики Тыва и перспективы его освоения // Экономическое возрождение России. – 2009. – № 3 (21). – С. 66–77.
3. Подкаменный А.А. Минерально-сырьевая база Тувинской АССР и перспективы её расширения в XI пятилетке // Материалы по геологии Тувинской АССР. Кызыл: Тув. Книж. Изд-во, 1981. С. 3-9.

ЛАМПРОФИРЫ И ИХ РАДИОГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ

Б.К. Кенесбаев

Научный руководитель – профессор Л.П. Рихванов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Лампрофиры - особая группа дайковых мелано- и мезократовых гипабиссальных полнокристаллических горных пород ультраосновного, основного и среднего состава обычно порфировой текстуры. Лампрофиры содержат не менее 30% железомagneзиальных силикатов, среди которых главные — биотит (флогопит) и (или) амфибол, второстепенные — клинопироксен, оливин, мелилит. К главным породообразующим минералам лампрофира относятся также плагиоклаз (лабрадор, калиевый олигоклаз и др.), К-На полевой шпат (анортотлаз), фельдшпатоиды (нефелин, лейцит, анальцит). Акцессорные и рудные минералы — магнетит, апатит, циркон, перовскит. Цвет от тёмно-серого до чёрного.

Таковыми учеными как Ковалев В.П., Мельгунов С.В., Ножкин А.Д., Митропольский А.С., Оболенская Р.В., Васюкова Е.А были изучены и описаны дайки лампрофиров Горного Алтая. Они представлены минеттами и керсантитамы, последние менее распространены, но как правило, пространственно они разобщены.

Минетты представляют собой средне-мелкозернистые породы с типичными структурами лампрофиров (порфировой, порфиroidной, сферолитовой), переходящими в зоне закалки в афанитовые разности. Минеральный состав минетт: калиевый полевой шпат 42-64, плагиоклаз 0,2-0,7, клинопироксен 7-20, биотит 15-38, оливин и псевдоморфозы по оливину 1-6, апатита до 2,5, акцессорных минералов до 6,6.

В таблице 1 представлены данные полученные рентгенофазовым анализом. Образцы Юстыдского, Акташского и Южно-Чуйского ареалов.

Таблица 1

Минеральный состав минетт по данным РФА

Ареал/номер образца	Минерал	Содержание, %
Юстыдский РВ2	Сандин	38,5
	Диопсид	27,6
	Флогопит	15,2
	Клинохлор	12,2
	Апатит	6,4
Акташский Чи1	Флогопит	55,7
	Сандин	21,5
	Диопсид	19,9
Южно-Чуйский Т5	Апатит	2,9
	Микроклин	40,3
	Флогопит	27,1
	Кварц	27,0
	Клинохлор	5,6

В химическом составе минетт из разных поясов отмечают довольно большие расхождения, и в первую очередь по содержанию щелочей. В пределах же некоторых поясов минетты в общем отличаются выдержанностью состава (южночуйский пояс: район рек Тархата, Кок-Узек, Тара), хотя содержание отдельных окислов может широко

варьировать. По данным Оболенской, биотит минетт характеризуется малой железистостью за счет высокого содержания в них магния (от 12,29 до 16, 30 вес. %) [4]. В современных работах, химический состав минетт исследован Васюковой Еленой Александровной [1]. В своей работе она рассматривает петрологию и флюидный режим формирования лампрофиров Чуйского комплекса (ЮВ Алтай-СЗ Монголия).

Керсантиты – это полнокристаллические меланократовые породы такситовой текстуры. Зоны закалки, так же, как и в минеттах, сложены тонкозернистыми афанитовыми темными разностями, ширина их не превышает 5 см у крупных даек. Керсантиты состоят из: плагиоклаза (№40-50) 40-68, клинопироксена 14-25, биотита (флогопита) 7-30, аксессуарных (апатита, титаномагнетита, сфена) 1,5-4,5. Химический состав керсантитов выдержан, о чем свидетельствуют низкие значения коэффициента вариации содержаний порообразующих окислов.

Распределение урана в минеттах характеризуется большой однородностью, за исключением минетт хр. Сайгюлем, в которых коэффициент вариации содержания составляет 65%. Из всех известных изверженных пород региона большинство минетт выделяется высокой ториеисностью, достигающей в некоторых образцах свыше 100 г/т. Это хорошо показано в работе Васюковой. Керсантиты же характеризуются стабильным распределением урана и тория как в отдельных дайках, так и в среднем по региону.

Распределение тория в минеттах отдельных дайковых поясов преимущественно равномерное. Вместе с тем же происходит относительное обогащение ураном и торием краевых частей даек, в частности разновидностей минетт из зон закалки. Самые высокие количества тория устанавливаются в минеттах южночуйского пояса.

Также было показано, что радиоактивность минетт из различных поясов не коррелируется с изменением содержания в них щелочей, она зависит от интенсивности метасоматических минеральных преобразований, столь характерных для этих пород. Например, при близкой радиоактивности минетты южночуйского пояса и района п.Акташ отличаются по содержанию щелочей и особенно по калию, то же самое устанавливается и при сравнении минетт р. Бургузун и оз.Чейбек-Куль, а минетты района гранитового массива Богуты с самыми низкими содержаниями урана и тория наиболее насыщены щелочами. Вместе с тем в южночуйском поясе, по данным большого количества проб, прямая корреляционная связь между средними содержаниями калия, урана и тория по отдельным дайкам существует [3].

Мельгунов с коллегами предполагают, что флюиды остаточных гранитных расплавов магм служили основным источником урана, тория и калия в лампрофирах. Очевидно, степень насыщения базальтовой магмы элементами зависела от их содержания во флюиде, от его реакционных свойств и других физико-химических условий, при которых развивался процесс трансвапоризации. Нестабильные условия формирования лампрофиров в различных участках глубинных разломов приводили в большинстве случаев к нарушению корреляционных связей между калием, ураном и торием [2].

Также, они, изучив распределение урана и тория по минералам лампрофиров и радиографии шлифов, выяснили, что радиоактивные элементы сосредоточены в основной тонкозернистой массе минетт и аксессуарных минералах. Роль порообразующих минералов в общем балансе второстепенна. Подавляющее количество урана и тория заключено в сфене, рутиле, ильмените, лейкоксене, возникших в результате разложения ранее выделившихся биотита, роговой обманки, титаномагнетита и других минералов в условиях интенсивного метасоматоза, которому подвержены все ими изученные минетты. Из первичных аксессуарных минералов повышенной радиоактивностью выделяется апатит, но его вклад в общий баланс урана и тория более чем скромнен. Ученые указывают, что есть основания считать, что уран в породообразующих минералах минетт находится в сорбированной форме, поскольку большинство биотитов и калишпат бывают пропитаны пелитоморфными продуктами разложения, особенно по периферии зерен и вдоль спайности, представляющими, очевидно, те же титанистые соединения. Это предположение они подтверждают данными нейтро-осколочной радиографии. Что же касается форм нахождения тория в минералах титана и пелитоморфных продуктах разложения того же состава, то, учитывая прямую корреляцию его с ураном, следует связывать накопление этого элемента с процессами сорбции. Других минералов-концентраторов урана и тория, несмотря на довольно высокое содержание элементов в отдельных пробах, не обнаружено [2].

Следовательно, новообразованные минералы титана в процессе формирования минетт играли роль основных накопителей урана и тория. Сорбция последних была связана с явлениями метасоматоза и осуществлялась гидроокисными соединениями титана из растворов, поступавших в базальтоидную магму из гранитных очагов по пути ее движения. Отсутствие собственных аксессуарных минералов радиоактивных элементов и ведущая роль одних и тех же сорбентов в их накоплении характерны для радиогеохимии слюдяных лампрофиров.

Литература

1. Васюкова Е.А. Петрология и флюидный режим формирования лампрофиров чуйского комплекса (Юго-Восточный Алтай – Северо-Западная Монголия) / Е.А. Васюкова, отв. ред. А.С. Борисенко; Ин-т геологии и минералогии им В.С. Соболева СО РАН. – Новосибирск: Издательство СО РАН, 2017. – 158 с.
2. Ковалев В.П., Мельгунов С.В., Ножкин А.Д., Митропольский А.С. и др. Уран и торий в магматическом и метаморфическом петрогенезисе. – Новосибирск: Наука. - 1983. – 184 с.
3. Мельгунов С.В. Радиогеохимия и генезис слюдяных лампрофиров. // Геология и радиохимия Средней Сибири, Новосибирск: Наука. Сиб. Отд-ние. - 1985. – С. 141-157.
4. Оболенская Р.В. Чуйский комплекс щелочных базальтоидов Горного Алтая // Новосибирск: Наука. - 1971. – 141 с.

ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ АЛМАЗОВ ТРУБКИ АЙХАЛ

А.Б. Кисленко

Научный руководитель – доцент В.А. Домаренко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Месторождение относится к «крупным», так же содержит уникально богатые руды, не имеющие аналогов в мире. Среднее содержание алмазов в рудах трубки Айхал – 4,96 кар/тонну при высоком качестве камней. [4].

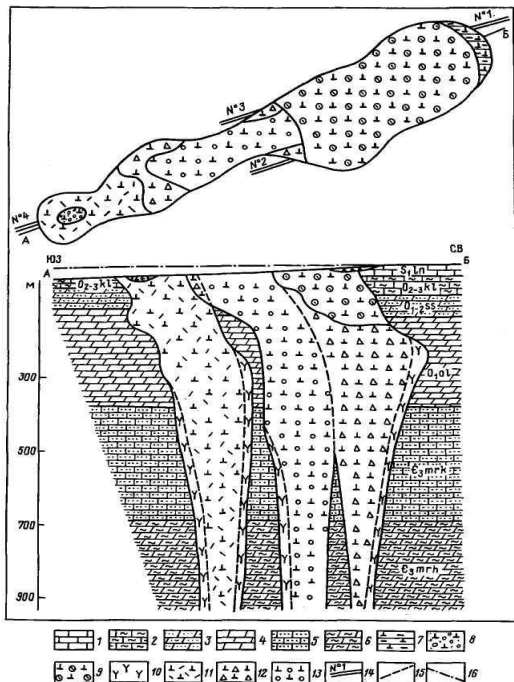


Рис. 1 - Геолого-структурный план и разрез трубки Айхал [1]: 1 - 6 - вмещающие породы: известняки, доломиты, терригенно-карбонатные породы; 7 - стратифицированные породы осадочно-вулканогенного происхождения; 8 - линзы переотложенных галечников; 9 - кимберлитовые туфы и туфобрекчии; 10 - порфировые кимберлиты интрузивной стадии формирования (первая фаза); 11 - 13 - кимберлитовые брекчии эксплозивной стадии внедрения: 11 - мелкообломочные юго-западного тела (вторая фаза), 12 - туффизитовые восточной части северо-восточного тела (третья фаза), 13 - автолитовые центральной части трубки (четвертая фаза); 14 - кимберлитовые дайки; 15 - предполагаемая граница между кимберлитовыми породами различных фаз внедрения; 16 - палеопверхность трубки после высвобождения из под траппов

Ксенолиты представлены включениями глубинных пород. Структура их порфировая.

К третьей фазе относятся туффизиты и кимберлитовые образования в северо-восточной части трубки. Макроскопически представляют собой слабосцементированные породы грязно-зеленовато-серого, буровато-серого цвета. Структура пород литокристаллокластическая. Содержание обломочного материала практически всегда превышает 60-70 % объема породы. Кимберлитовый материал содержится от 5, редко 10 % до исчезающих малых количеств. Обломочный материал представлен обломками пород и минералов. Основной процент обломочного материала составляют ксенолиты карбонатных и терригенно-карбонатных пород, размером от долей мм до 6, иногда 11 см. Автолитовые кимберлитовые брекчии темно-зеленого и голубовато-серого цвета, расположенные в центральной части трубки, сформировались в заключительную стадию магмообразования.

Автолитовые кимберлитовые брекчии представляют собой среднеобломочные породы от светло-серого до темно-серого цвета с голубоватыми или зеленоватыми оттенками. Текстура породы брекчиевая, текстура

Трубка Айхал располагается в алмазоносном районе Алакит-Мархинского поля Якутской алмазоносной провинции [3]. Трубка приурочена к левому склону долины реки Сохсолох-Мархинской и находится в 15 км от ее устья. Она представляет собой крутопадающее тело имеющее линзообразную форму (рис.1). Трубка слагается кимберлитами различной плотности, а также вмещающими породами. Геологическое строение осложняется наличием многочисленных кимберлитовых даек.

Вмещающими породами трубки служат терригенно-карбонатные отложения нижнего палеозоя (Є3-S1). К ним относятся известняки среднего отдела силурийской системы, мергели и известняки кылахской свиты средне-верхнего отдела ордовикской системы, доломиты и песчаные известняки сохсолохской свиты, глинястые доломиты и доломитистые известняки олондинской свиты.

Трубка Айхал относится к месторождениям с резким различием типоморфных особенностей алмазов отдельных рудных столбов, так же имеет сложное морфологическое строение; она выполнена кимберлитовыми породами, образовавшимися в результате четырехфазного внедрения [5].

Первая фаза внедрения представлена порфировыми кимберлитами интрузивной стадии, внедрения не выходящими на уровень среза юго-западной части трубки. Порфировые кимберлиты макроскопически представляют собой относительно плотные прочные породы зеленовато-серого и голубовато-зеленого цвета, нередко выветренные в верхних горизонтах. Текстура пород брекчиевая, текстура кимберлита, цементирующего обломочный материал, массивная. Содержание обломочного материала варьирует от 5 до 15-20 %. Обломочный материал представлен ксенолитами вмещающих осадочных пород, обломками кристаллических пород фундамента и включениями глубинных пород. Структура их спорадофировая.

Породы второй фазы локализованы в юго-западной части трубки это мелкообломочные брекчии кристаллокластической структуры. Представляют собой плотные породы зеленовато-серого цвета. Текстура брекчиевая, текстура цемента массивная. Содержание обломочного материала меняется от 10 до 20 %.

кимберлита, цементирующего обломочный материал, автолитовая. Состав породы довольно однороден. Обломочный материал представлен ксенолитами вмещающих и глубинных пород. Содержание ксенолитов осадочных пород варьирует в основном от 6 до 15 %, повышаясь до 50 % на участках контакта с ксенотуфобрекчиями. Автолитовая текстура в основном проявлена довольно четко.

К четвертой фазе относятся наиболее продуктивные поздние автолитовые (4 фаза) и близкие к ним по составу и текстурным особенностям (наличие лапиллиевых автолитов) туффизитовые брекчии (3-ей фазы) [2]. Порфиновые и мелко-обломочные кимберлиты Айхала являются ранними. Для пород этой трубки характерна более интенсивная серпентинизация. Мантийные ксенолиты представлены, главным образом, гранатовыми серпентинитами. В кимберлитовой трубке Айхал преобладает хромшпинелид. Имеется отличие и по типам алмазов. Для Айхала характерно преобладание ромбододекаэдрической формы кристаллов над октаэдрическими (нередко с зеленым нацветом).

Выполнена трубка разновозрастными кимберлитовыми брекчиями. Кимберлиты её, по сравнению с породами других трубок Якутской алмазоносной провинции, характеризуются высокими содержаниями карбонатов, апатита и барита. Отличительной особенностью их является присутствие баделлита – минерала карбонатитовых комплексов.

Среди алмазов трубки Айхал из кристалломорфологических типов преобладают ромбододекаэдры (59,8%), октаэдры составляют всего 14,9%, комбинационные формы – 16,3%. В то же время округлых камней бразильского типа мало – 0,2%, обломки без следов огранки – 55,3%. Среди цветовых разновидностей преобладают кристаллы с грязно-зеленоватым цветом. В объеме тела алмазы распределены неравномерно. В период разведочных работ было выявлено три самостоятельных блока по содержанию алмазов. Границы блоков близко совпадают с петрографическими разновидностями кимберлитов. В целом по трубке высокое содержание алмазов прослеживается на глубину до 600 м.

Литература

1. Евстратов А.А. Базитовые вулканоструктуры северо-востока Тунгусской синеклизы (в связи с проблемой изучения алмазоносных «закрытых» территорий) // Строение литосферы и геодинамика / Под ред. Коробков И.Г. Иркутск: ИЗК СО РАН, 2015. С. 14-30.
2. Костровицкий С. И. Минералогия и геохимия кимберлитов западной Якутии / С. И. Костровицкий. – Иркутск: Институт геохимии им.А.П. Виноградова СО РАН, 2009. – 317 с.
3. Лелюх М.И. Геологическое строение, особенности поисков и локального прогнозирования месторождений алмазов в закрытых районах северо-востока Тунгусской синеклизы (на примере Айхальского района). Канд. диссертация-М.: 1988.
4. Состояние сырьевой базы алмазов Российской Федерации [Электронный ресурс]–URL: http://www.mnr.gov.ru/upload/iblock/331/dokl_14.pdf, (дата обращения 12.05.2017)
5. Харьков А.Д., Зинчук Н.Н., Крючков А.И. Коренные месторождения алмазов мира. -М.: ОАО «Издательство «Недра», 1998. 555 е.: ил.

**МОДЕЛЬ РУДНО-МАГМАТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ (РМС) УРАН-РЕДКОМЕТАЛЛЬНОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЧАРКАСАР-I**

Р.Р. Рустамжонов, Ш.Я. Ишниязов

Научный руководитель – начальник отдела «Геология редких металлов и редкоземельных элементов», кандидат геолого-минералогических наук Ю.Б. Ежков
**Государственное предприятие «Институт минеральных ресурсов» (ИМР),
г. Ташкент, Узбекистан**

Месторождение Чаркасар-I расположено на юго-восточном склоне Кураминского хребта в междуречье Чадак и Гавасая.

Административно месторождение относится к Папскому району Наманганской области. Ближайшими населенными пунктами являются - районные центры Пап и Чуст.

Формально любую модель можно рассматривать как структуру наблюдаемых данных, но так, что она позволяет получать ответы на поставленные вопросы, иногда достаточно неожиданные. В современном исследовании рудного процесса задача обычно заключается в проверке пригодности модели для описания или объяснения какого-либо реального явления – рассеяния или концентрации рудных элементов – по результатам наблюдения. Мы же будем использовать модель для проверки обоснованности наших рабочих интуитивных представлений или теоретических генетических предпосылок, на основании которых она построена.

Не так часто модель в своей первоначальной исходной форме достаточно хорошо отражает реальную геологическую обстановку. Обычно необходимы некоторые усовершенствования для эффективного ее применения при проверке рабочих гипотез. Эти усовершенствования могут заключаться в учете более сложных особенностей изучаемого явления или в переходе к более познавательному высокому уровню представления структуры наблюдаемых данных. Таким образом, моделирование в геологических исследованиях представляет собой последовательный процесс, на каждой стадии которого проверяется пригодность модели путем установления ее соответствия заданным требованиям. Это мы постараемся показать в дальнейшем.

В процессе проведения всех указанных разработок определено главное – основные направления формирования геолого-генетических моделей эндогенного оруденения, которые разными авторскими методиками характеризуются как: вероятностные, плоские (двухмерные) или объемно-геометрические, геолого-генетические с разновидностями (петрофизические, субвулканические, интрузивно-магматические, метаморфогенно-купольные) и др.

Природа редкометалльных (Ta, Nb, Be, Li, Rb, Cs) пегматитовых и грейзеновых жил в нашем регионе определена процессами кристаллизационной дифференциации и позднемагматическими преобразованиями наблюдаемой или более глубинной (скрытой) гранитоидной интрузии. Это делает объективно необходимым принятие объемной интрузивно-магматической модели как базовой для разработок поисково-оценочных критериев прогнозирования редкометалльного литофильного апогранитового, грейзенового или пегматитового оруденения как в потенциально редкометалльных концентрах, так и в границах Главного Тянь-Шаньского Редкометалльного Пояса на территории Узбекистана (Ежков и др., 2013).

Основные элементы, составляющие структуру геолого-генетической (поисково-оценочной) модели, которые рекомендуется установить исследованиями в следующих направлениях:

1. Определение геолого-структурной позиции гранитоидного массива. Структурно-морфологический тип изучаемой территории, принадлежность к стадии развития континентальной коры, ее типу, времени развития, структурно-ярусному строению, возможным глубинам магнеообразования.

2. Форма камеры интрузии, пологие и крутые контактовые поверхности, активность и вектор внедрения, фазовая и фациальная зональность (фазовый гомодромный ряд), эрозионный срез с реставрацией морфологии кровли. Текстуры первичной кристаллизационной линейной расслоенности, течения. Для контактово-анатектических мигматитов – состав жильной массы, направления расслоенности, степень насыщения жильной массой. Основные кислотно-щелочные петрохимические параметры фазовых дифференциатов – диорит-гранодиорит-гранит-лейкогранитовой формации плутона.

Морфология, размеры, условия залегания, рудно-минеральная зональность грейзеновых, альбититовых и пегматитовых тел, взаимодействие их с дайками (I-II этапа), вмещающими породами, околорудные высокотемпературные позднемагматические преобразования, характер сплошности, глубина развития, взаимоотношение со складчатыми и разрывными структурами, особенно со структурами магмоконтракции. Формы, интенсивность и последовательность локализации в грейзеновых, альбититовых и пегматитовых телах редкометалльного оруденения (Ta, Nb, Be, Li). Формационный тип руд, минералогический состав, минералы-концентраторы и носители основных рудных компонентов, их морфотипы, распространение.

Эрозионные процессы на потенциально рудоносных площадях, характер и дальность кластогенного рассеяния рудных и редких минералов, тип, масштабы и строение кор выветривания (интенсивность процессов гипергенеза).

Нормальные и аномальные (+, –) поля распределения рудогенных и сопутствующих химических элементов в границах редкометаллоносной площади. Векторы геохимического поля, морфология ореолов, их интенсивность, латерально-вертикальная зональность литофилов в насыщенных позднемагматическими дифференциатами блоках.

Геофизические аномалии с выделением среди них аномалий рудной природы, соответствующей прогнозируемому редкометалльному оруденению. Установление в гранитном массиве возможных позиций совмещения аномалий с благоприятными для рудоотложения геохимическими факторами, глубин залегания скрытых рудных тел.

Модельные прогнозные построения должны учитывать также степень технологичности редкометалльных руд, условия, промышленного освоения, комплексность отработки, обеспечивающей безотходное производство до конечной продукции, геолого-экономический анализ и условия рентабельности производства.

Полагаем, что созданная интеграционная функциональная поисково-оценочная модель позволит последовательно описать все геолого-генетические характеристики, как основу разрабатываемых эталонных критериев поисков и оценки литофильно-редкометалльного апогранит-грейзен-пегматитового оруденения в собственно гранитных плутонах, их контактовых и особенно удаленных от них рудоносных зонах на перспективных площадях, выделенных на территории Узбекистана.

Для подобной оценки перспектив Чаркасарской площади мы построили геометризованную модель центральной части одноименного гранитного купола (рис.1.). В модельном разрезе купола выделено положение продуктов проявления процессов как собственно магматического этапа гранитизации, так и позднемагматических, образовавших в апиксе купола объемную грибообразную апогранитовую залежь, пересекаемую более поздними морфологически усложненными линейно-жильно-штоковерковыми зонами и сериями кварцевых, альбитовых и грейзеновых жил.

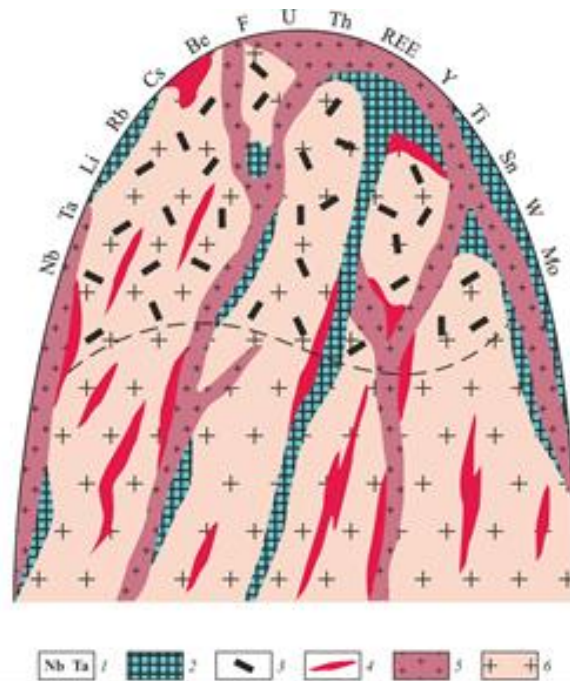


Рис.1. Геометризованная модель центральной части Чаркасарского гранитного купола с продуктами позднемагматических преобразований: калишпатиты-альбиты-грейзены-кварцевые жилы. 1 – Элементы собственно гранитного аномального геохимического поля. Рудоносные (U, Nb, Sn, Ag)-кварц-мусковит-флюорит-топазовые грейзены; 2 – зоны, линзы, залежи, столбы, полосы; 3 – жилы, прожилки, линейные и изометричные штоковерки в сфере апогранитизации. 4 – Альбититы: жилы, зоны, «пятна». 5 – Аплитовидные граниты и гранит-порфиры (жильные породы I этапа). 6 – Аляскиты, граниты равномернозернистые и порфирировидные.

Модельный купол, как и весь объем апикса камеры гранитного интрузива – это аномальная геохимическая структура, а ее часть – аномальное геохимическое поле пологих обнаженных приповерхностных сечений.

Геохимический спектр таких сечений сложный полиэлементный, но однозначно указывающий на U, Th-редкометалльно-редкоземельную специализацию исходной гранитной магмы (Ti – в форме ильменита или ильменорутила).

Жильные породы первого этапа – гранит-порфиры и порфирировидные гранит-порфиры с аплитовидной основной массой – высоко динамичные сложноветвящиеся дифференциаты гранитной магмы, внедрявшейся по серии зон контракции в гранитах главной интрузивной фации (ГИФ). Характерная особенность внедрения этой магмы выражена ее стремлением создавать растекающиеся и грибообразные залежи, отделяющие застывающую магму главного этапа кристаллизации от пород рамы, выступающих в роли жесткого экрана интрузивной камеры.

Векторы внедрения жильных пород и общий план контракционных деформаций в ГИФ во многом наследуются кварц-мусковит-флюорит-топазовыми грейзенами и альбититами. При этом позиции структур локализации грейзеновых тел существенно ближе к позициям жильных гранитов, в отличие от превалирующего секущего жильного выполнения альбититов, у которых хотя и довольно редко, но все же наблюдаются приближенно согласные залежи.

В итоге возрастная последовательность жильной серии конечных гранитных дифференциатов и позднемагматических тел принимается следующей: жильные граниты I этапа–альбититы–разнофациальные грейзены.

Таким образом, активные процессы эманационной дифференциации в гранитной магме на фоне развития интенсивной объемной контракционной стресс-структуры и активность позднемагматических процессов в интрузивной камере, обеспечили ее высокое насыщение редкими, радиоактивными и редкоземельными элементами. Именно это и привело к тому, что позднемагматические с гидротермальным завершением процессы вызвали появление рудоносных раствор-флюидов, создавших промышленные концентрации уран-редкометалльного оруденения, известного в чаркасарских гранитах как месторождение Чаркасар-1.

Литература

1. Ю.Б. Ежков, Р.Р. Рахимов, И.В. Новикова, Р.Р. Рустамжонов - Геология, геохимия, минералогия и эталонные месторождения урана ГП «Научно-исследовательский институт минеральных ресурсов», г. Ташкент, 2016г. с. 142-147.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ, ГЕОХИМИЯ И МИНЕРАЛОГИЯ КИМБЕРЛИТОВЫХ ТРУБОК НЮРБИНСКОЙ И БОТУОБИНСКОЙ (РЕСПУБЛИКА ЯКУТИЯ)

Е.И. Сорокин

Научный руководитель – доцент Домаренко В. А.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Породы, вмещающие и перекрывающие коренные месторождения.

Кимберлитовые трубки Ботуобинская и Нюрбинская прорывают терригенно-карбонатные, карбонатные породы кембрия, ордовика и перекрыты толщей рыхлых и слабосцементированных мезозойских отложений, сложенных песчано - алевритисто-глинистыми породами. У дневной поверхности - современными элювиально-делювиальными образованиями. Породы перекрывающего комплекса залегают на породах олдондинской свиты и развитых на них корах выветривания с глубоким региональным несогласием.

Трубка Ботуобинская представлена всеми морфологическими элементами строения кимберлитовых тел: дайкой, диатремой и кратером, выполненными соответственно порфиоровыми кимберлитами (ПК) – первой субвулканической фазы, автолитовыми кимберлитовыми брекчиями (АКБ) и кимберлитовыми туфобрекчиями (КТБ) – второй вулканической фазы внедрения [4].

Трубка залегает на глубине 78 – 110 м под толщей рыхлых мезозойских образований, прорывая карбонатные и терригенно-карбонатные породы ордовика и кембрия. На уровне до нижне юрского эрозионного среза трубка имеет неправильную удлиненную грушевидную форму, изменяющуюся от дайкообразной в юго-западной части, до округло-овальной в северо-восточной части.

Контакты кимберлитов с вмещающими породами резкие. В восточной и юго-восточной части рудного тела они близки к прямолинейным, а в северо-западной части в верхнем блоке - извилисто-волнистые и ступенчатые, ниже близки к прямолинейным. У извилисто-волнистых контактов часты апофизы кимберлитов (5-10 см) во вмещающие породы (на расстояние до 3-5 м). Вблизи этих же контактов участками отмечаются отдельные крупные ксенолиты карбонатных пород с незначительными (до 5-7 м) смещениями в вертикальной плоскости относительно их коренного залегания.

Трубка Нюрбинская сопряжена пространственно с Ботуобинским разломом, являющимся одной из ветвей Виллойско-Мархинской зоны глубинных разломов. Фрагмент Ботуобинского разлома, на глубинах 285-300 м залеченный "слепым" не выходящим на поверхность дайкообразным телом долеритов, разрывает трубку на два разобщенных рудных тела. Трубка с поверхности перекрыта 56-71 метровой толщей рыхлых мезозойских образований и вытянута по длинной оси в северо-северо-восточном направлении (12-15°). На уровне эрозионного среза в плане трубка имеет округло-эллипсоидную форму при отношении длины к ширине 2:1, представляющую собой типичную воронку взрыва [1].

Вещественный состав кимберлитовых пород

Трубка Ботуобинская была сформирована в две фазы внедрения: субвулканическую, - образование дайкообразного тела северо-восточного простирания, сложенного порфиоровыми кимберлитами-ПК (дайковая фация), и вулканическую - формирование диатремы и кратера, сложенных автолитовыми кимберлитовыми брекчиями – АКБ (диатремовая фация) и кимберлитовыми туфобрекчиями - КТБ (кратерная фация). Каждая из выделенных разновидностей характеризуется специфическими текстурно-структурными признаками, вещественным составом, содержанием полезного компонента.

В кровле рудного тела (на глубину 2-5 до 8-14 м у контактов с перекрывающими породами) кимберлиты трубки повсеместно представлены верхней частью профиля коры выветривания. Здесь они полностью утрачивают свои текстурно-структурные первичные признаки и представляют собой рыхлые карбонатно-глинистые породы, часто имеющие мелкую и тонкую линзовидную субгоризонтально-слоистую структуру [3].

Порфиоровые кимберлиты (ПК) до глубины 280 м слагают дайкообразное тело северо-восточного простирания, под кратерной постройкой на глубинах свыше 250 м (между 20 и 24 линиями) распадающееся на две сближенные маломощные (10-20 см) дайки. Верхняя часть этого тела до глубины 160 м унаследована АКБ второй вулканической фазы внедрения. ПК вскрыты с глубины 160-185 м. ПК также диагностированы в виде отдельных мелких обломков (до 10 см) и крупных блоков (до 25-30 м) в АКБ и КТБ.

По химическому составу ПК относятся к высокомагнезиальным, высококалиевым, низкотитанистым, низкожелезистым кимберлитовым породам. Среди выделенных разновидностей ПК характеризуется более высоким

содержанием SiO_2 , TiO_2 , Fe_2O_3 , MgO и P_2O_5 и более низким содержанием CaO и K_2O . Распределение породообразующих окислов в ПК на разведочных горизонтах слабо контрастное. Отмечается общая тенденция к увеличению с глубиной SiO_2 и K_2O , последнего за счет свежего флогопита. На гор. (-30)-(-130) отмечено аномально высокое содержание Al_2O_3 (6,87 %) и Na_2O (0,62%), возможно, это связано с попаданием в пробы плагиоклазов из метаморфических пород кристаллического фундамента [2].

Автолитовые кимберлитовые брекчии (АКБ) залегают ниже КТБ в пределах чашеобразного расширения, в юго-западной части трубки до глубины 160 м «бронируют» дайку порфировых кимберлитов (ПК), наследуя ее структуру и в этой же части в пределах разведочных линий №20 и №16 слагают округло-овальную диатрему, прорывающую ПК. Диатрема, в интервале глубин 260-360 м, предположительно имеет размеры 30×40 м и круглое (около 10°) зенитное падение по направлению длиной оси трубки, с погружением от линии №24 в сторону линии №12.

Связующая масса АКБ имеет мелкозернистое строение и гетерогенный состав. В верхнем горизонте преобладают кальцит, хлорит и глинистые минералы группы сапонита. С глубиной увеличивается доля слабоанизотропного серпентина, появляется лейстовидный флогопит. Содержание рудных минералов и перовскита убогое, еще более низкое, чем в ПК, что подтверждается и химизмом этих пород.

По содержанию минералов тяжелой фракции АКБ также, как и ПК, характеризуются очень низким выходом как всей тяжелой фракции в целом, от 0,55 кг/т гор. (-30)-(-130), до 2,35 кг/т гор. (+170)-(+70), так и минералов-спутников алмаза: пиропы от 0,05 кг/т – гор. (+70)-(-30), до 0,39 кг/т – гор. (+170)-(+70), хромшпинелидов от 0,05 кг/т гор. (-30)-(-130) до 0,09 кг/т гор. (+170)-(+70). Следует отметить общую тенденцию к значимому уменьшению с глубиной содержания как пиропы, так и хромшпинелидов.

Кимберлитовые туфобрекчии (КТБ) слагают кратерную постройку, сформированную на северо-восточном фланге трубки в пределах чашеобразного расширения. Макроскопически – это породы зеленовато-серого, буровато-серого цвета, слабосцементированные, сильно трещиноватые. Цвет пород всецело обусловлен цветовым разнообразием ксеногенного материала осадочных пород рамы.

Химический состав этих пород варьирует в широких пределах и полностью зависит от объема ксеногенного материала. В целом для туфобрекчий, по сравнению с другими разновидностями, характерно повышенное содержание Al_2O_3 , CaO , K_2O и пониженное содержание MgO , Fe_2O_3 . Распределение породообразующих окислов в КТБ на гор. (+170)-(+70) и (+70)-(-30) достаточно однородное. Следует лишь отметить незначительное увеличение содержания SiO_2 ; MgO и K_2O на гор. (+70)-(-30) по сравнению с верхним горизонтом, что связано со значимым уменьшением в КТБ с глубиной обломочного материала осадочных пород рамы.

Трубка Нюрбинская. Автолитовые кимберлитовые брекчии (АКБ) представляют вторую вулканическую фазу внедрения и практически полностью слагают кимберлитовую трубку с палеоповерхности и до глубины 718 м.

По химическому составу АКБ относится к низкомагнезиальным, низкотитанистым, низкожелезистым, высококалийным разновидностям и близки по химизму АКБ трубки Ботуобинская. Распределение породообразующих окислов с глубиной не претерпевает значимых изменений за исключением K_2O , содержание которого значимо увеличивается. Следует отметить, что в коре выветривания АКБ (верхние 15м) резко увеличиваются содержания SiO_2 , TiO_2 , Al_2O_3 , Fe_2O_3 и уменьшаются содержания CaO , K_2O , последнего за счет хлоритизации флогопита.

Распределение микроэлементов с глубиной более контрастное, чем породообразующих окислов. Особенно это относится к Sr и Ni , содержания которых плавно увеличиваются с глубиной до максимальных значений на гор. (-320)-(-620).

Порфировые кимберлиты (ПК) первой - субвулканической - фазы внедрения в коренном залегании в пределах трубки вскрыты лишь скважиной 28/159 в интервале 718-946м. Кроме того, ПК образуют маломощные дайки (0,2-1,5м), протягивающиеся к югу и северу от южного и северного флангов трубки. Помимо этого, ПК присутствуют в АКБ в виде многочисленных мелких обломков (5-10 см) и отдельных крупных блоков (7-10 м). Распределение обломочного материала ПК неравномерное, его максимальное содержание (до 1-2%) отмечено в южной части тела.

По химическому составу ПК глубоких горизонтов относятся к высококалийным, низкожелезистым, низкотитанистым кимберлитовым породам. По сравнению с АКБ в них значимо выше содержания TiO_2 ; Fe_2O_3 ; Al_2O_3 ; K_2O и P_2O_5 . Высокое содержание Al_2O_3 и K_2O связано, на наш взгляд, с аномально высоким (более 50% объема основной массы ПК) содержанием лейстовидного флогопита [4].

Литература

1. Емельянов В.С., Толстов А.В., Борис Е.И. Новые данные о перспективах коренной алмазности Вилюйско-Мархинской зоны разломов. В кн.: Вопросы методики прогнозирования и поисков месторождений полезных ископаемых. Якутск. 2004. с. 115 - 123
2. Митюхин С.И. Прогнозирование кимберлитопоявлений: состояние и нерешенные проблемы. В сб. Геология, закономерности размещения, методы прогнозирования и поисков алмазных месторождений. Мирный, изд-во Мирнинской типографии, 1998. с. 272 - 274
3. Олейников Б.В., Никишов К.Н., Ковальский В.В. Петролого-геохимические черты глубинной эволюции вещества кимберлитовой и базитовой магматической систем. Якутск. 1985. 200 с.
4. Стегницкий Ю.Б. Минералогические особенности инфлювиальных образований Накынского кимберлитового поля. В сб.: Образование, общество, технический прогресс. Мирный, изд-во Мирнинской типографии, 1999. с. 148 - 151

**ПОЗИЦИИ РАЗМЕЩЕНИЯ И ОСОБЕННОСТИ СКАРНОВОГО ОЛОВЯННО –
ВОЛЬФРАМОВОГО ОРУДЕНЕНИЯ СУКАРСКОЙ ПЛОЩАДИ (ЮЖНЫЙ УЗБЕКИСТАН)**

А.Т. Холиёров, А.Д. Хамраев

Научный руководитель – начальник отдела «Геология редких металлов и редкоземельных элементов», кандидат геолого-минералогических наук Ю.Б. Ежков
**Государственное Предприятие «Институт минеральных ресурсов» (ИМР),
г. Ташкент, Узбекистан**

Изученное оловянно-вольфрамовое оруденение площади связано со скарнами, которые развиваются как непосредственно на контакте биотитовых гранитов Сукарского массива с карбонатами, так и на удалении от него, в зоне влияния Карасуйского разлома. Площадь Сукарского массива около 50 км²; массив имеет изометричное очертание и слабо вытянут в СЗ направлении.

В составе пород массива установлены порфиroidные биотитовые граниты, биотит-роговообманковые гранодиориты, лейкократовые граниты.

Биотитовые граниты имеют самое широкое распространение в массиве и представлены мелкозернистыми биотитовыми и порфиroidными разновидностями. Количественно-минералогический состав их (ср. из 10 замеров): плагиоклаз (10-33%), калиевой полевой шпат (15-35), кварц (22,7-50,3), биотит (2-9,2), амфибол (1-6,5). Аксессуары (1-2%) – апатит, монацит, сфен, гранат, рудный. Жильные дериваты – аплиты и пегматиты однородны по строению и содержат большое количество граната.

Пегматиты немногочисленны, почти не дифференцированы. Они образуют маломощные, незначительной протяженности жилы.

Гранодиориты среднезернистые массивные и порфиroidные. В их состав входят плагиоклазы (26,5-40), представленный андезином (32-40% An), микроклин-пертит (22-36,4%), кварц (13,4-28,3), биотит (17%). Реже встречается обыкновенная роговая обманка. Аксессуары: сфен, апатит, циркон, реже ортит, рутил. Из вторичных – серицит, мусковит, хлорит, карбонат, реже альбит, соссорит. Жильные дериваты гранодиоритов (микрограниты) образуют крутопадающие жилы. Мощность их от 1,2 см до 0,5-1 м.

Циркон – один из наиболее распространенных аксессуарных минералов; представлен тремя разновидностями. Первая – удлиненно призматические кристаллы, редко округлой формы; прозрачные, светло-желтые иногда бесцветные. Вторая – коротко столбчатые бипирамидальные и удлиненно-призматические кристаллы. Иногда простые и крестообразные двойники. Минерал окрашен в желтый цвет. Третья – пирамидальные и призматические кристаллы с простыми и крестообразными двойниками, окрашенные в светло-бурые тона, блеск алмазный.

Апатит образует бесцветные или слабоокрашенные удлиненные, призматические кристаллы. Характерные примеси апатита – Mn, Ti, Cu, Pb, Sn, Be, Yb, Ga; в окрашенных апатитах обнаружены Pb, Zn, Sn, As, Cd, Nb.

Ортит – образует 3 разновидности. Первая имеет темноватую окраску и стеклянный блеск; вторая – окрашена в коричневый цвет, форма зерен неправильная, призматическая, блеск стеклянный; у третьей – черный цвет, полуметаллический блеск. Форма зерен призматическая, таблитчатая. Для ортита свойственно присутствие Mn, Ti, Zn, B, Cr, V, Cu, Be, As, La, Ce, Y, Th.

Монацит встречается от единичных зерен до сотен граммов на 1 т. породы; сфен – от единичных зерен до отдельных скоплений, окрашен в бурый цвет. Форма кристаллов конвертообразных, реже неправильная. Гранат наблюдается часто, но в малом количестве. Образует хорошо ограниченные кристаллы или неправильные зерна розового цвета. Разлит в измененных разновидностях лейкократовых гранитов. Рутил образует мелкие игольчатые скопления вокруг листочков измененного биотита. Аксессуарные минералы гранитоидов выделяются содержащими Y, Yb, Sc, Th.

По структурно – морфологическим особенностям скарновые тела разделяются на контактовые, секущие, межпластовые.

В восточном экзоконтакте Сукарского интрузива скважиной №1 вскрыто скарноворудное тело контактового типа, мощностью 3м со средними содержаниями олова по сечению 0,05% и трехокси вольфрама 0,16 %.

Трещинная тектоника способствовала формированию секущих скарновых тел, которые отмечаются как в эндо- и экзоконтакте, так и на удалении от него. Секущие скарны образовались по трещинам около северо – западного простирания; они также могут быть приурочены к лежащему боку даек лампрофиров. Мощность скарнов обычно первые десятки сантиметров, но может достигать и 5м. Состав скарнов: гранатовые, пироксен – гранатовые, тремолит – актинолитовые, волластонитовые. Форма тел линзообразная, гнездообразная. Содержание олова (0,01-0,05%), а трехокси вольфрама от 0,02 до 2,85 % (рудопоявление Сиоб)

Межпластовые скарны отмечаются по саям Новикалон и Кишдакисурх, а также на левом борту р. Карасу, южнее к. Сиоб. Они приурочены к контактам даек с карбонатами и к межпластовым отслоениям в известняках. Скарны тремолит – актинолитового и волластонитового состава мощностью 1,0 – 1,5м, протяженностью 40-80м с содержаниями олова от 0,01% до 0,6% и трехокси вольфрама до 0,1%. Кроме скарнового типа оруденения в пределах Сукар – Карасуйской площади отмечены проявления олово – вольфрамовой минерализации в зонах дробления и прожилкового окварцевания пород (рудопоявления Сукар и Новикалон).

По результатам бурения скважин установлены глубина залегания и морфология кровли интрузива. Так, скважина №5 подсекала контакт известняков с гранитами на глубине 64,0м, скважина №3 – на глубине 376,9м, а скважина 8 – на глубине 545,4м.; таким образом, установлено крутое погружение контакта интрузива.

Скважинами №№ 1,3,8,6, на контакте гранитов с известняками встречены гранат – пироксеновые скарны с содержанием триоксида вольфрама от сотых долей процента до 0,18% и олова преимущественно сотые и десятые доли процента, а также ряд скарновых тел секущего и межпластового типа во вмещающей карбонатной среде. Секущие скарны, в основном, гранат – пероксенового состава с содержаниями триоксида вольфрама и олова от сотых долей процента. Межпластовые скарны, преимущественно тремолитового состава, также содержат концентрации олова и WO₃ до высоких сотых долей процента.

Литохимические поиски.

Изучение склоновых ореолов проводилось в северо – восточном экзоконтакте Сукарского интрузива, где ранее проведенными работами было установлено наличие шеелита и касситерита.

Результаты шлихового опробования основываются на исследованиях, проведенных Южно – Каратюбенской и Сиобской партиями в 1973 году. Проведенное шлиховое опробование позволило выделить дополнительно целый ряд вторичных ореолов рассеяния, не выявленных литогеохимическими поисками, проведенными ранее. Присутствие шеелита фиксируется фактически во всей зоне экзоконтакта, шириной более 1 км и протяженностью 7,5 км.

Из отобранных шлихов всего в 1 не установлен шеелит. В этой не полосе, разбитой серией параллельных тектонических нарушений северо – западного простирания, шлихованием выявлен касситерит.

По результатам шлихового опробования выделяется более десяти шлиховых ореолов шеелита и касситерита, оконтуренных по частым знакам минералов в шлихах. В контуре большинства из этих ореолов выделяются локальные ореолы с весовыми (от 0,01 – 10 г/м³) содержаниями. Локальные ореолы приурочены в большинстве случаев к скарново – рудным телам, дайкам лампрофиров, зонам прожилкового окварцевания и тектоническим нарушениям.

Из выявленных ореолов, оконтуренных по частым знакам минералов, представляют наибольший интерес два.

Шлиховой ореол №1 располагается юго-западнее высотной отметки 2000,9. Головная его часть ограничена с севера тектоническими нарушениями между отложениями девона и силура и приурочена к контакту первичной геохимической аномалии, выявленной Сиобской ГПП (1978г.). Здесь сосредоточены основные концентрации шеелита и касситерита с градиациями содержаниями компонентов от 0,1 г/м³ до 1 г/м³; и от 1 г/м³ и более 10 г/м³. Позиция прослеживается в северо – западном направлении более чем на 1 км. Ширина головной части ореола 300м.

Юго – восточная часть головного ореола смещается вниз по склону двумя узкими (100м) полосами, которые расширяются на площади вторичной геохимической аномалии 3. Локальные ореолы шеелита с весовыми содержаниями до 10 г/м³ приурочены к тектоническому контакту между известняками ходжакурганской и мадмонской свит.

Согласно минералогического анализа, в шлихах устанавливаются: в тяжелой фракции – шеелит, касситерит до 10 г/м³, апатит (до 5%), циркон, анатаз, сфен, барит, везувиан (единичные и частые знаки), малахит, перуссит, англезит, сульфосоли свинца и сурьмы; в электромагнитной фракции – амфиболы м пироксены (до 30%), гранаты (частые знаки), эпидот (до 30%), слюды, окисленный пирит (до 65%), гидроокислы железа (до 50%). По-видимому, ореолы развивается над зоной скарнов или кварцевых прожилков, перекрытых делювиально-элювиальными отложениями. Об этом свидетельствует минералогический состав шлихов. Наличие сульфосолой свидетельствует о низкотемпературных условиях образования оруденения.

Шлиховой ореол № 2 выявлен на южном склоне высотной отметки 2006,8.

Как и ореол №1 он приурочен к тектоническому контакту между известняками девона и силура и затянута в северо-западном направлении на 900 м. Средняя ширина ореола 350 м., по составу он является касситерит-шеелитовым. Касситерит отмечается в единичных знаках. Содержания шеелита преимущественно от 1 г/м³ до 10 г/м³.

Минералогический состав шлихов аналогичен вышеописанному в ореоле №1 при меньшем содержании в электромагнитной фракции амфиболов, пироксенов и эпидота (частые знаки) и преобладании окисленного пирита (до 85%).

Шеелит и касситерит в виде мельчайших зерен размером в десятые доли миллиметра, содержания вольфрама в десятые доли процента, связанные, по-видимому, с малоомощными (до 1 см) кварцевыми прожилками в известняках.

В ореоле выявлена локальная геохимическая аномалия с содержаниями меди, серебра, свинца, вольфрама, превышающими фоновые в 100-300 раза, Аксайской ГСП (1978г.) там же в кварцевых прожилках установлены WO₃ от 0,04% до 0,27%, олова от 0,02% до 0,7%, меди до 0,5%. Прожилковое окварцевание, несущее шеелит и касситерит, связано с повышенной трещиноватостью пород вдоль разлома между известняками девона и силура и характеризует надрудный уровень редкометалльного оруденения, вероятно, связанного с выступами Сукарского интрузива на глубине не менее 500м, о чем свидетельствуют результаты бурения скважин 4 и 12 и крутое (45+600) погружение контакта интрузии в северо – восточном направлении. В районе шлихового ореола №1 глубина залегания кровли интрузива от дневной поверхности должна быть несколько меньше (350-500м).

Литература

1. Айзенштат В.И. Сукарский массив Каталог интрузивных массивов Узбекистана – И. «ФАН» Узбекской ССР, Ташкент, 1975, с. 98-101.

Секция 11

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

АНАЛИЗ ТЕМПА ПАДЕНИЯ ДЕБИТОВ НЕФТИ И ЖИДКОСТИ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ТЕХНОЛОГИИ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ГОРИЗОНТАЛЬНОМ УЧАСТКЕ СТВОЛА СКВАЖИНЫ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

К.В. Синебрюхов

Научный руководитель – профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Компании, разрабатывающие месторождения Западной Сибири, все чаще начали применять на данных месторождениях технологию многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) на горизонтальном участке ствола скважины. Это связано с повышением процента трудноизвлекаемых запасов ко всем извлекаемым углеводородам [1,5].

Одной из основных проблем при применении данной технологии является темп падения дебита нефти и жидкости в первые месяцы работы скважин [3]. Высокий темп падения нефти приводит к малой экономической эффективности пробуренной скважины.

Для предотвращения высокого темпа падения, необходимо проанализировать фактические результаты реальных скважин на реальных месторождениях Западной Сибири.

Объект и метод исследования:

Для проведения исследования по определению темпа падения добычи нефти и жидкости скважин были выбраны скважины с 7 месторождений Западной Сибири. Все исследуемые скважины с применением технологии МГРП Юрских отложений [4] на горизонтальном участке ствола скважины, в том числе и скважины с забуриванием бокового горизонтального ствола (ЗБГС) [2]. Стартовые дебиты нефти скважин находятся в диапазоне от 4,1 до 171 т/сут, а стартовые дебиты жидкости – от 25,7 до 306 т/сут.

Для адекватности результатов анализа, исследуемые скважины были поделены на группы, приведенные в Таблице.

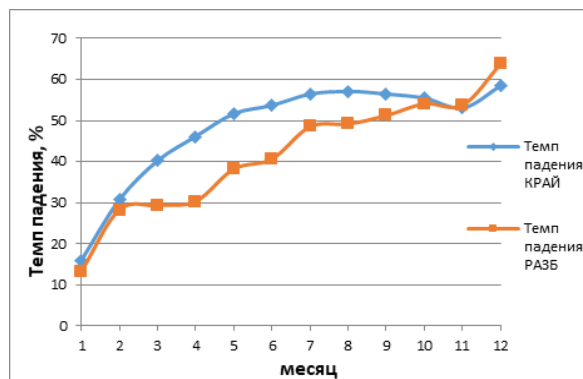
Таблица

Разделение исследуемых скважин на группы

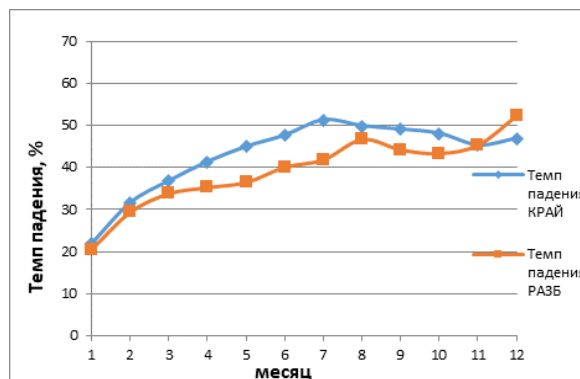
Расположение скважин	
Краевая зона месторождения	Разрабатываемая зона месторождения
23 скважин, из них 12 - это новое бурение и 11 - ЗГБС	26 скважин, из них 9 - это новое бурение и 17 - ЗГБС
Проницаемость	
Менее 10 мД	Более 10 мД
18	26

Анализ полученных результатов:

Проанализируем зависимости темпа падения от времени при условии деления выборки скважин на те скважины, которые располагаются в краевой зоне и те, что располагаются в разрабатываемой зоне.



а) нефти



б) жидкости в зависимости от месяца с начала разработки

Рис.1 Темп падения дебитов

Анализируя полученные результаты, мы видим следующие зависимости:

В обоих случаях темпы падения дебита нефти или жидкости в разрабатываемой зоне месторождения ниже, чем темпы падения дебитов в краевых зонах.

При условии, что темпы падения нефти в первый месяц почти в два раза ниже, чем темпа падения жидкости за тот же месяц, однако, уже на второй месяц темп падения дебита нефти догоняет, и после перегоняет темпы падения жидкости.

Проанализируем зависимость темпа падения от времени при условии деления выборки скважин на те скважины, которые вскрывают породу коллектор с проницаемостью ниже 10 мД и больше 10 мД.

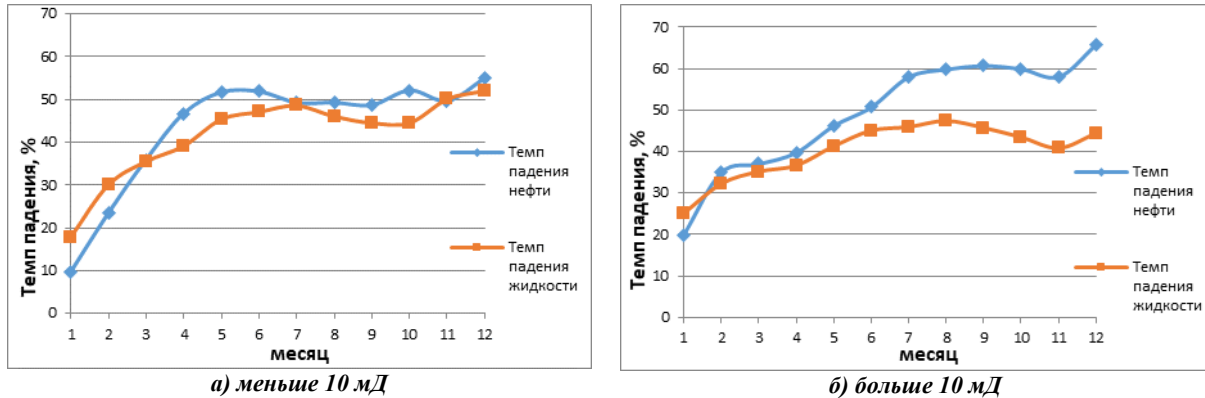


Рис.2 Темп падения дебитов жидкости в зависимости от месяца с начала разработки при проницаемости породы коллектора

Анализируя полученные результаты, мы видим следующие зависимости:

При проницаемости породы коллектора меньше 10 мД темпы падения нефти и жидкости остаются примерно на равных уровнях, что свидетельствует о почти неизменной обводненности всех горизонтальных стволов с применением технологии МГРП

Темпы падения дебитов при проницаемости породы коллектор выше 10 мД имеет другую зависимость. С каждым месяцем темпы падения нефти постепенно превышает темпы падения жидкости.

Выводы:

По результату проделанных исследований можно сделать несколько выводов:

1. Темпы падения в краевых зонах месторождения выше, это объясняется тем, что в разрабатываемых участках месторождения работает сформированная заранее система ППД, тем самым компенсация поддерживается близкая к 100 %.

2. Одинаковые показатели темпов падения нефти и жидкости в низкопроницаемом коллекторе свидетельствует о корректной работе ППД, исключения языков обводнения.

3. В коллекторах с проницаемостью более 10 мД на рисунке 16 наблюдается увеличение темпа падения. Это связано с тем, что языки обводнения с нагнетательных скважин или краевых зон добрались к добывающим скважинам.

4. Дальнейшее использование и анализ данной технологии поможет повысить точность проводимых исследований, увеличив количество точек и уточнив корреляцию. Для полноты картины в выборку должны попасть скважины с длинным горизонтальным участком ствола более 900 м и скважины, на которых было проведено более 7 стадий ГРП.

Литература

1. Борисов Ю.П., Пилатовский В.П., Табаков В.П. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозбойными скважинами. – М.: Недра, 1964. – 154 с.
2. Гилязов Р.М. Бурение нефтяных скважин с боковыми стволами. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 255 с.
3. Муляк В.В., Чертенков М.В., Шамсуаров А.А., Потрясов А.А., Шкандратов В.В., Шаламова В.И., Вахрушев В.В., Сартаков А.М. «Повышение эффективности вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов с применением многозонных гидроразрывов пласта в горизонтальных скважинах» // Нефтяное хозяйство, 2011 - №11. Стр. 48-51.
4. Чертенков М.В., «Подходы к планированию операции МГРП на примере юрских отложений Урьевского месторождения» // Нефтяное хозяйство, 2017 - №2. Стр. 76-77.
5. Чертенков М.В., Ковальчук С.П., Золова И.В., Козлов В.Я., Портянников А.Д., Видякин В.В. «Планирование и управление разработкой месторождений: новые подходы, современные решения» // Нефтяное хозяйство, 2013 - № 9. Стр.82-85.

**ПОВТОРНЫЙ ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ С
НЕЦЕМЕНТИРУЕМЫМ ХВОСТОВИКОМ**

К.В. Цивелев

Научные руководители: доцент О.С. Чернова¹, руководитель технологических проектов
К.В. Смирнов², начальник отдела планирования геолого-технических мероприятий и сводного
планирования добычи Д.Н. Михайлов²

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

²ООО «Газпромнефть-Восток», г. Томск, Россия

Нефтегазовая отрасль в последнее время столкнулась с проблемой снижения продуктивности горизонтальных скважин с компоновками для многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) с нецементируемым хвостовиком. Число подобных скважин с каждым годом растёт. Если в 2013 году в ООО «Газпромнефть-Восток» был проведён один МГРП, то к настоящему моменту фактически запущено по фонду 15 подобных скважин, 2 из которых с проведением кислотного многостадийного гидроразрыва пласта. Соответственно, актуальной проблемой является поиск решений для проведения эффективных повторных стимуляций пласта на существующих компоновках.

Предлагаемые решения сводятся к следующим вариантам:

- 1) Технология с малогабаритным хвостовиком;
- 2) Технология с химическим отклонителем (блокировка существующих трещин изолирующим составом);
- 3) Технология с использованием селективного пакера (Cup-to-Packer);
- 4) Технология Spot Frac (отсечение зон двухпакерной компоновкой);
- 5) Технология «слепого» МГРП.

Целью работы является анализ существующих, потенциально возможных методов повторной стимуляции скважин с многостадийным гидроразрывом пласта, выбор подходящей методики для апробации, подбор скважин-кандидатов в периметре компании, а также расчет прироста дебита.

В связи с этим в работе поставлены следующие задачи:

- 1) Проанализировать фонд горизонтальных скважин с МГРП;
- 2) Изучить существующие методики повторного многостадийного гидроразрыва пласта;
- 3) Провести аналитические расчёты для подбора скважин-кандидатов;
- 4) Рассмотреть результаты проведения повторного «слепого» многостадийного гидроразрыва пласта.

Предметом исследования являются горизонтальные скважины с нецементируемым хвостовиком, где ранее проводился многостадийный гидроразрыв пласта.

Для выбора скважин-кандидатов проведён полный анализ горизонтальных скважин с МГРП и оценен потенциальный дебит по методике Li в случае стимуляции пласта [1]. В июле 2017 в рамках поиска решений был проведен «слепой» МГРП на одной из горизонтальных скважин. При запланированных 3 стадиях по 70 тонн проппанта произошел преждевременный «стоп» при проведении первой стадии основного ГРП (рисунок).

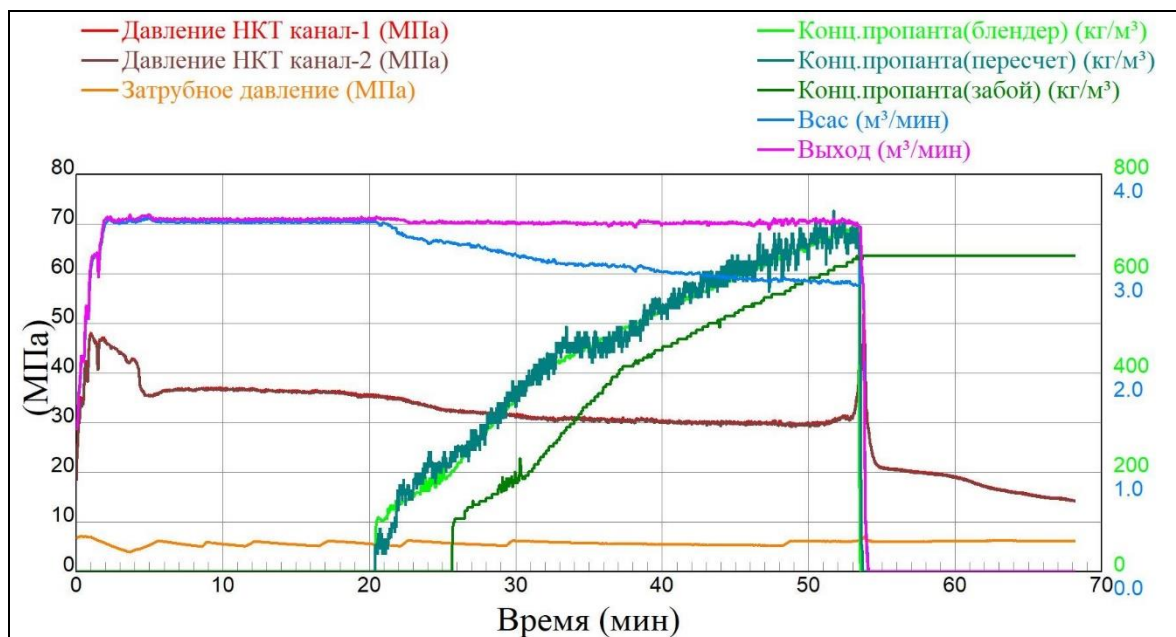


Рис. График закачки основного гидравлического разрыва пласта

На данном графике четко видно, что на 54 минуте при вхождении в пласт смеси с пропантом при концентрации 636 кг/м^3 произошел резкий скачок давления до 600 атмосфер, насосы остановлены. Наиболее

вероятной причиной получения технологической остановки послужило отфильтровывание части буферной смеси через сеть открытых фрак портов и раскрытия в одном из портов трещины недостаточных параметров для размещения запланированного объема проппанта, что привело к преждевременному закупориванию.

При этом после нормализации забоя, спуска установки электроцентробежного насоса и запуска скважины был получен прирост добычи нефти 4,2 т/сут. Данный результат позволяет сделать вывод, что при правильном подборе скважин-кандидатов и технологической успешности повторного МГРП возможно получить ещё больший прирост, чем для данного случая.

Литература

1. Li, H., Jia, Z., Wei, Z.: «A new method to predict performance of fractured horizontal wells», paper SPE 37051, 1996, International conference on horizontal technology, Calgary, Canada, 18-20 October.

ОСЛОЖНЕНИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН, СВЯЗАННЫЕ С ИНТЕНСИВНЫМ ВЫНОСОМ ПЕСКА НА ЗАБОЙ

Ф.Р. Абдурагимов. А.А. Кегелик

Научный руководитель - старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день, пескопроявление является распространённой причиной ремонтов добывающих скважин. Зачастую пласты представлены слабосцементированными породами, большая часть из них являются рыхлыми, вследствие чего в процессе эксплуатации нефтегазовых месторождений ухудшается состояние ПЗП и поступления на забой продуктов разрушения, в частности выброса песка на забой. В результате выноса песка возникают серьезные осложнения при эксплуатации скважин – отказы глубинно-насосного оборудования, прихват НКТ, искривление эксплуатационных колонн. При скорости газового потока более 10 м/с и большом содержании механических примесей наблюдается интенсивный абразивный износ промышленного оборудования [6], преждевременно выходят из строя угловые штуцера, задвижки, насосно-компрессорные трубы и другое оборудование (рис. 1).



Рис. 1 Разрушение обвязки скважины в результате абразивного износа

Спустя некоторое время песок будет накапливаться в стволе, образуя песчаную пробку. Как правило, все это приводит к значительным материальным затратам – проведению подземных и капитальных ремонтов скважин. Предотвращение разрушения слабосцементированных пород и выноса песка представляет собой сложнейшую и до настоящего времени не имеющую типовых и максимально эффективных системных решений проблему – в каждом случае необходим индивидуальный подход в зависимости от конкретных петрофизических свойств пласта и горно-геологических условий. В статье рассмотрим наиболее эффективный способ борьбы с пескопроявлением - использование расширяющегося фильтра.

Впервые данная технология была применена в конце 90-х гг. XX века компанией Weatherford. К 2009 г. зафиксировано уже более 570 внедрений ESS [4] с отказами на начальной стадии эксплуатации менее 5 %. Заканчивание необсаженных скважин по данной технологии по сравнению с традиционными методами имеет ряд преимуществ, главные из которых – это хороший средний скин-фактор 0,3 и высокая надёжность [5]. Другие преимущества, такие, как большая площадь, открытая для фильтрации, и регулируемый контакт ESS со стенками скважины, обеспечивают функциональность гравийной упаковки, которая сочетается с эксплуатационной простотой стандартных механических фильтров. На сегодняшний день опубликовано большое количество результатов исследования производимости ESS в скважинах разнообразных типов: вертикальных, горизонтальных, газовых, газоконденсатных, нефтяных и нагнетательных [5].

На Бригантинском месторождении (Brigantine), которое представляет собой небольшое газовое месторождение на шельфе, расположенное в южной части Северного моря, три скважины были закончены с применением технологии расширяющихся щелевых фильтров, что сократило срок заканчивания на 32 дня (по сравнению с проектным) и сэкономило 13,5 млн. дол. При этом продуктивность скважин оказалась на 23...40 % выше ожидаемой.

К примеру, на месторождении Ксинянг (Xijiang) в Китае, которое находится на поздней стадии разработки с высокой обводнённостью, ESS был установлен в ряде скважин, включая многоствольные. Каждый ствол давал продукцию в 2...3 раза больше, чем при альтернативных способах заканчивания скважин с менеджментом пескопроявления, таких, в частности, как технология Frac&Pack и гравийные упаковки.

Система ESS основана на щелевом расширяемом трубчатом элементе, где щели располагаются продольно (вдоль оси) по всей длине трубы. Эти щели формируются путём автоматического эрозийного водоструйного процесса, что позволяет контролировать геометрию щелей и задавать их точное распределение по трубе. При расширении щели открываются в форме "бриллианта". Типичная расширенная щелевая труба представлена на рис. 2. Такая форма по сравнению с другими методами контроля пескопроявления обеспечивает экстремально высокую площадь фильтрации (рис 2.)

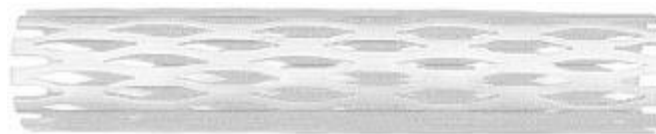


Рис. 2 Расширенный щелевая труба

Поступление песка в этой системе контролируется с использованием проволочной сетки датского или голландского саржевого плетения "датский твил". Сетка защищена во время установки и эксплуатации фиксирующим слоем, окутывающим и основную трубу, и сетку. Таким образом, система состоит из трёх слоев: основная перфорированная труба, сетка и фиксатор. Механическая устойчивость конструкции обеспечивается лазерной сваркой через все три слоя, т. е. от фиксатора до основной трубы. Расширение ESS осуществляется несколькими способами: конусом фиксированного диаметра, фиксированным вращательным расширением и гибким вращательным расширением. Гибкие системы расширения были разработаны для обеспечения возможности расширяемому щелевому фильтру подстраиваться под геометрию скважины. В первую очередь система ESS была разработана для скважин с открытым забоем, хотя вполне успешно используется и в обсаженных скважинах. Преимущество открытого завершения скважины с ESS заключается в надёжном исключении пространства между фильтром и породой, при этом ствол скважины закреплён, а риск вымывания породы минимален.

В заключение можно сделать следующие выводы:

1. Потеря устойчивости пород и неконтролируемое пескопроявление – это актуальная на сегодняшний день проблема разработки отечественных нефтяных месторождений. Вынос в скважины песка и других обломочных фракций часто является следствием интенсификации добычи нефти, поскольку многие известные методы инициируют механическое разрушение продуктивных пластов.

2. Пескопроявление явилось основной причиной отказа УЭЦН на Славкинском нефтяном месторождении, что экспериментально доказано исследованием образца шламовых отложений физико-аналитическими методами с применением высокоточного оборудования.

3. Обзор известных способов борьбы с пескопроявлением позволяет рекомендовать к внедрению технологию щелевых расширяющихся фильтров (ESS).

Данная технология обладает функциональностью и надёжностью гравийных упаковок, но отличается гораздо меньшей стоимостью и простотой установки, в чём не уступает стандартным механическим фильтрам.

Литература

1. Фомина А.А. Повышение эффективности форсированного отбора жидкости из песчаных коллекторов на примере нефтяных месторождений Самарской области: Автореф. дис. . канд. техн. наук. –М., 2009.
2. Ольховская В.А., Песков А.В., Ермошкин А.А., Гритчина В.В. Диагностирование состава солевых отложений методами рентгенодифрактометрического и энергодисперсионного микроанализа // Нефтепромысловое дело. – № 5. – 2010. – С. 44–52.
3. Башкатов А.Д. Прогрессивные технологии сооружения скважин. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2003. – 554 с.
4. Jones C., Watson K. and Morgan Q. Formation Loading and Deformation of Expandable Sand Screens // SPE Paper no 143941, European Formation Damage Conference, Noordwijk. – The Netherlands, 2011.
5. Jones C., Tollefsen M., Metcalfe P., Cameron J., Hillis D. and Morgan Q. Expandable Sand Screen Selection, Performance and Reliability: A Review of the First 340 Installations // SPE Paper no 97282, Middle East Drilling Technology Conference, Dubai, U.A.E., 2005
6. Motorin D.V., Krotov P.S., Gur'yanov V.V. Problemy dobychi gaza na zavershayushchem etape razrabotki mestorozhdeniy // Territoriya Neftegaz. – 2011. – № 10. – С. 45–57.

ОСОБЕННОСТИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ

А.П. Айбатова

Научный руководитель – профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Эффективным способом вовлечения трудноизвлекаемых запасов в разработку является бурение горизонтальных скважин. К преимуществам горизонтальной ориентации относятся существенное снижение количества проектируемых скважин на месторождении, увеличение дебита за счет расширения области дренирования, вовлечение в разработку запасов труднодоступных участков пласта, разработка залежей высоковязкой нефти и битумов, тонких нефтяных пропластков, имеющих обширную газовую шапку и подошвенную воду и т.д. [1].

В этом свете весьма актуальным становится проведение качественных гидродинамических исследований (ГДИ), которые на текущий момент являются одним из самых доступных способов получения параметров работы системы «скважина-пласт». Однако же если для инженера-технолога горизонтальные скважины без сомнения являются мечтой, то интерпретатора ГДИ они своего рода кошмар. Причина постфактум достаточно очевидна: реальность гораздо сложнее модели. Согласно общепринятым канонам при исследовании горизонтальных скважин на неустановившихся режимах фильтрации выделяют три основных типа притока (рис. 1) [3]:

1. начальный радиальный приток в вертикальной плоскости пласта;
2. линейный приток из пласта к стволу скважины;
3. поздний радиальный приток в горизонтальной плоскости пласта.

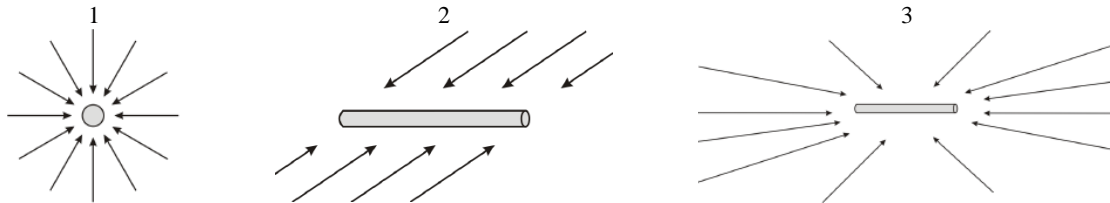


Рис. 1 Основные режимы притока к горизонтальному стволу скважины

Однако такое чередование происходит в случае довольно высокой проницаемости по вертикали, тогда геометрический скин-фактор отрицателен, и вторым режимом течения является линейный приток от верхней и нижней границ. При низкой вертикальной проницаемости геометрический скин-фактор является положительным, а поведение второго режима потока будет аналогично сферическому течению (рис. 2).

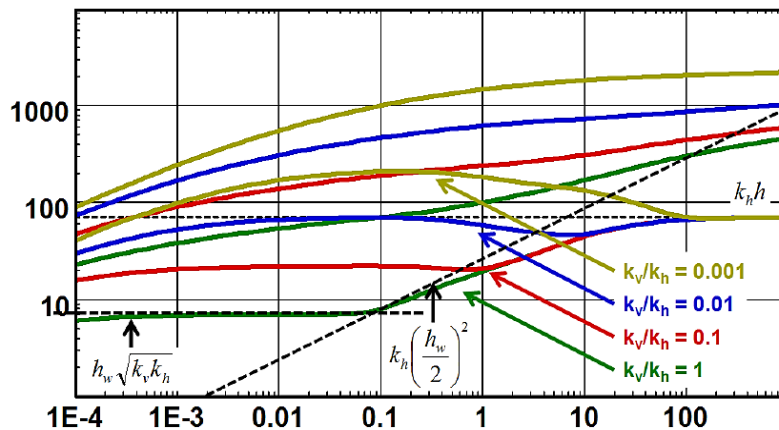


Рис. 2 Зависимость вида диагностического графика от соотношения вертикальной и радиальной проницаемости [2]

На приведенном выше диагностическом графике представлены идеальные модели притока к горизонтальному стволу, когда однозначно можно выделить участки стабилизации производной, соответствующие раннему и позднему радиальному режимам течения. Действительность же гораздо сложнее: ранний радиальный приток, как правило, скрыт эффектом влияния объема ствола скважины (ВСС), а поздний радиальный приток прослеживается на очень значительном расстоянии от скважины, и может быть не достигнут за период исследования. Без однозначных участков стабилизации невозможно достоверно оценить ни один из параметров, характеризующих пласт или призабойную зону.

СЕКЦИЯ 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В связи с вышеизложенным одним из эффективных способов исследования горизонтальных скважин является анализ добычи (АД) - оценка падения производительности скважин на основе долговременного стационарного мониторинга давления на забое и дебита.

Метод анализа добычи является с одной стороны хорошим дополнением традиционным методам анализа ГДИС на неустановившихся режимах фильтрации (КВД, КВУ, КПУ), так и самостоятельным инструментом, позволяющим провести оценку параметров пласта и скважины. Список параметров пласта и скважины, оцениваемых при проведении интерпретации методом Анализа добычи аналогичен списку оцениваемых параметров, получаемых при интерпретации традиционных ГДИС на неустановившихся режимах фильтрации. В таблице 1 представлено сравнение достоинств и недостатков традиционных методов анализа и Анализа добычи.

Таблица 1

Общие черты и различия методологий ГДИС и АД

	Гидродинамические исследования скважин (ГДИС)	Анализ Добычи (АД)
Теоретические основы	Аналогичные уравнения, принцип суперпозиции	аналитические и численные модели
Временной диапазон	Часы, дни, недели	Недели, месяцы, годы
Источники данных	Данные ГДИС Пластоиспытатели Стационарные скважинные датчики	Измеренная добыча Замеры давления на поверхности Стационарные скважинные датчики
Исследуемая область пласта	Объем исследования достигнутый во время остановки скважины	Область дренирования скважины или группы скважин
Основные достоинства	Высокая информативность результатов	Отсутствие необходимости остановки работы скважины для проведения исследования – нет потерь по добыче
Основные недостатки	Потери при добыче Затраты на проведение замеров Большая длительность исследования в низкопроницаемых коллекторах	Меньшая точность результатов Необходимость оборудования скважин стационарными глубинными манометрами или ТМС

Так же было проведено практическое сравнение результатов интерпретации АД и КВД. Полученные в рамках этих исследований параметры скважины были сопоставлены между собой (табл. 2, рис. 3).

Таблица 2

Сравнение результатов исследований

Вид ГДИС	Δt час	Рпл (ВДП), кгс/см ²	k , мД	Скин-фактор
КВД ТМС	162.6	114.80	5.20	-4.56
АД	7592	120.52	5.33	-4.34

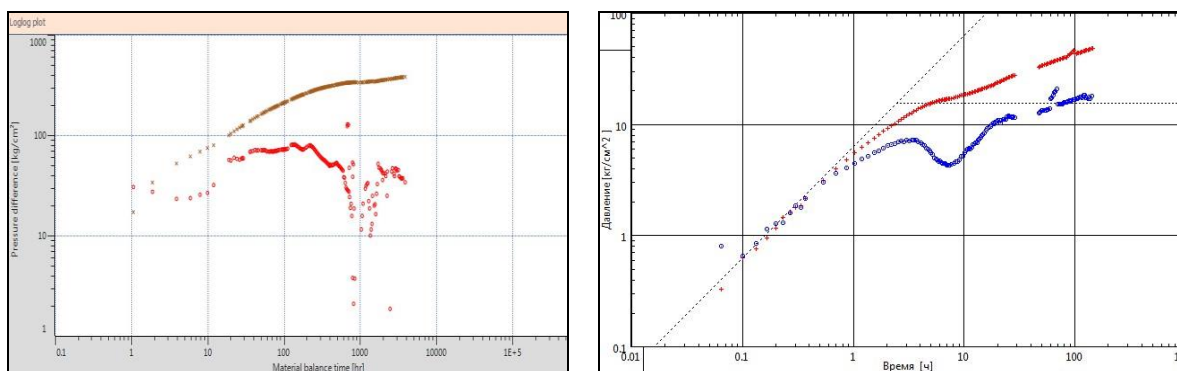


Рис 3. Сопоставление диагностических графиков АД (слева) и КВД (справа)

По результатам сопоставления можно говорить о достаточной сходимости значений параметров. Значения kh и скин-фактора, полученные в результате анализа добычи, как правило, несколько уступают в точности результатам классических ГДИС (КВУ, КВД). Основная причина – низкое качество входной информации (низкая разрешающая способность ТМС, редкие замеры дебита и т.д.).

Литература

1. Каешков И.С., Кременецкий М.И. Оценка пластового давления в многоскважинных системах по комплексу технологий «decline analyze» и циклических гдис // Материалы 12-й научно-технической конференции. – Томск: Изд-во Том. ун-та, 2013. – 102 с.
2. Узе О., Витуря Д., Фьярэ О. Анализ динамических потоков – выпуск 5.12.01. – Карра, 2017. – 743 с.
3. Эрлагер Р.мл. Гидродинамические методы исследования скважин. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2007. – 512 с.

ПРОБЛЕМЫ ПОЛУЧЕНИЯ ЛИЦЕВОГО КЕРАМИЧЕСКОГО КИРПИЧА ИЗ ГЛИНИСТОГО СЫРЬЯ ЮЖНО-КАЗАХСТАНСКОЙ ОБЛАСТИ

К.Б. Айткожина, М.М. Темиртас

Научный руководитель – доцент А.Е. Абакумов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Южно-Казахстанская область республики Казахстан относится к динамично развивающимся регионам. Несмотря на кризисные явления в экономике, сохраняются высокие темпы строительства жилья и промышленных объектов. Для региона характерна высокая доля частных малоэтажных жилых объектов, традиционно возводимых из керамического кирпича формата 1НФ и 1,4 НФ. На региональном рынке производства стеновых керамических материалов наблюдается жесткая ценовая конкуренция, в связи с большим количеством сезонных заводов по производству керамического кирпича. Продукция сезонных заводов выпускается по упрощенной технологии и характеризуется низкими показателями как по марочности, так и внешнему виду, но зачастую её реализация производится по демпинговым ценам. Вышеперечисленные местные особенности рынка строительных материалов формируют список критериев, которым необходимо соответствовать современным производственным комплексам по выпуску стеновых керамических материалов, для обеспечения устойчивого развития бизнеса.

Повышение рентабельности предприятий отрасли, возможно при реализации технических и технологических мероприятий по следующим направлениям:

- снижение себестоимости единицы выпускаемой продукции;
- увеличение нормы прибыли на единицу продукции.

На предприятиях по производству керамического кирпича принята практика учета выпускаемой продукции по двум основным показателям:

- по количеству штук фактических или условных единиц продукции;
- по массе обожженной продукции.

Основные резервы снижения себестоимости единицы выпускаемой продукции заключаются в уменьшении затрат энергоресурсов в виде топлива и электроэнергии на проведение тепло-массообменных процессов сушки полуфабриката и последующего высокотемпературного обжига. Эффективность работы печей обжига и сушильных установок определяется как особенностями их конструкционного исполнения, оптимизацией технологических режимов, так и величиной материальной нагрузки на тепловые установки.

Современный подход к снижению затрат на производство единицы продукции, заключается в увеличении доли внутренних пустот в общем объеме выпускаемой продукции. Каждые дополнительные десять процентов в пустотности изделий обеспечивают экономии до семи процентов от энергозатрат на проведение процессов сушки и обжига. Однако, основной объем выпускаемой продукции на местных предприятиях это изделия с нулевой или низкой пустотностью. В основном это рядовой кирпич с пустотностью от 10 до 20 %. Распространению продукции с большим процентом пустотности на рынке Южно-Казахстанской области препятствуют следующие факторы:

- сложившаяся практика по доставке и разгрузке кирпича потребителю “навалом”, то есть без использования поддонов, для уменьшения транспортных издержек, что оправдано при реализации низкокачественных видов строительных материалов;
- ограничения по величине общей пустотности не выше 25 % для керамического кирпича и камней, а также ширине щелевых пустот не более 12 мм и диаметру круглых пустот не более 16 мм, согласно требованиям СНиП РК 2.03-30-2006 «Строительство в сейсмических районах»;
- технологические свойства местной сырьевой базы, в основном представленные умеренно-пластичными суглинками со значительным содержанием карбонатов.

Основным фактором, сдерживающим как производство высокопустотной продукции на местных предприятиях Южно-Казахстанского региона, так и завоз высокопустотной продукции из других регионов является требование законодательства, регулирующего требования к строительным материалам, используемым при строительстве зданий и сооружений в сейсмически опасных местностях. Таким образом, рекомендуемая проектная пустотность полуфабриката, формируемого при экструзионном формовании не должна превышать 28 %. Это позволит ограничить максимальную пустотность изделий на уровне 25 %, после завершения процессов, сопровождающихся объемными деформациями на постформовочных этапах технологической линии. Выпуск изделий с фактической пустотностью выше чем 25 % допускается, но область их применения в местной строительной отрасли ограничено. Тем не менее на ведущие предприятия региона освоили выпуск продукции с пустотностью до 32%, используемой для межкомнатных перегородок и самонесущих стен.

В последнее время, отмечается переход на современные способы упаковки и доставки продукции в поддонах, что подкрепляется значительным улучшением показателей качества и внешнего вида продукции выпускаемых на ведущих предприятиях региона. Характер способа упаковки и доставки готовой продукции до конечного потребителя можно рассматривать как косвенный критерий уровня технологического развития предприятий региона.

Дополнительные ограничения на качественные характеристики стеновых керамических материалов, накладываемых по пустотности, ограничивают ассортимент выпускаемой продукции по критерию форматности изделий. Так наибольшее распространение на рынке получил малопустотный кирпич формата 1,4НФ и полнотельный кирпич формата 1НФ. Только одно предприятие региона (ТОО «Батсу-Водоканал» г. Шымкент) освоило производство и продвигает на местном рынке строительных материалов керамический камень формата 2,1НФ.

Отсутствие на местном рынке как предложения, так и спроса на крупноформатные керамические блоки различных форматов, объясняется главным образом проблемами, связанными с согласованием проектных решений и отставанием актуализации нормативной документации, действующей в Республике Казахстан.

Требования к пустотности изделий характерные для региона, накладывают ограничения на использования привозного облицовочного кирпича из других регионов в связи с тем, что в большинстве случаев он не соответствует как по величине пустотности, так и по форме и размеру внутренних пустот. Основным препятствием к организации производства лицевого кирпича на местных предприятиях является характер местной сырьевой базы. Большинство месторождений кирпичных суглинков содержат значительное количество как низкодисперсных, так и крупных включений карбонатов, которые ограничивают цветовую гамму выпускаемого продукта. Так же для местного сырья характерно значительное содержание водорастворимых солей, что приводит к образованию на продукции высолов существенно ухудшающих внешний вид. Тем не менее в регионе имеются месторождения глинистого сырья, лишенного (Ленгерское, Акжарское и т. д.), которые можно рассматривать как перспективные, для использования в технологии производства кирпича для наружной облицовки зданий [1, 2, 3].

Кроме вышеуказанных факторов, производство лицевого керамического кирпича сдерживается особенностями технологических линий, реализованных на предприятиях региона, ориентированных преимущественно на выпуск рядового керамического кирпича с низкой пустотностью:

- в качестве сырья преимущественно используются умеренно пластичные суглинки, при том что большинство предприятий региона не располагает собственными источниками технологических добавок пластифицирующих глин;

- широко распространен обжиг с использованием твердого топлива, причем на многих предприятиях практикуется введение добавок угля в состав шихты;

- на современных предприятиях получает широкое распространение прямая садка полуфабриката, предусматривающая сушку и обжиг изделий на печных вагонетках;

- состояние формовочного оборудования, используемого на большинстве предприятий, препятствует раскрытию потенциала сырьевой базы региона, позволяющей осуществлять выпуск высокопрочного керамического кирпича с хорошими показателями внешнего вида.

Исходя из вышеприведенной информации, организация производства лицевого кирпича в Южно-Казахстанской области производства лицевого керамического кирпича может быть осуществлена при комплексном подходе к проектированию и строительству новой технологической линии, с учетом следующих рекомендаций:

- использование в качестве основного сырья глинистых пород Ленгерского и Акжарского месторождений, ограничивая содержание в шихте суглинков с высоким содержанием карбонатов;

- усиленная массопереработка шихты с целью эффективного удаления каменных включений и тонкого измельчения карбонатных включений;

- экструзионное формование полуфабриката с максимальной пустотностью до 28 %;

- сушка в камерных полочных сушилках;

- обжиг в туннельных печах с использованием в качестве топлива природного газа при осуществлении садки изделий «на постель»;

- разработка технологических приемов по уменьшению высолов на поверхности изделий.

Литература

1. Абдулина А.А., Беспяева Х.А., Воцалевского Э.С., Даукеева С.Ж., Мирошниченко Л.А. Месторождения горнорудного сырья Казахстана. Справочник. В 3-х томах. -Алматы: Министерство экологии и природных ресурсов РК. Т.2. 2000. – 251 с.
2. Ботвина, Л. М. Строительные материалы из лессовидных суглинков / Ташкент.: Укитувчи, 1984 - с. 40.
3. Вакалова Т. В., Погребенков В.М. Рациональное использование природного и техногенного сырья в керамических технологиях. //Строительные материалы. 2007.-№4 С. 58

ГИБРИДНАЯ СТУПЕНЬ ПОГРУЖНОГО МНОГОСТУПЕНЧАТОГО ЛОПАСТНОГО НАСОСА

А.Ю. Аксёнов

Научный руководитель – профессор В.Н. Ивановский

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

На сегодняшний день известно несколько основных способов эксплуатации нефтяных скважин, выбор каждого из которых зависит от рабочих параметров системы "пласт-скважина-оборудование".

Одним из наиболее применяемых способов добычи нефти в РФ является механизированный с использованием установок электроприводных лопастных насосов (УЭЛН). Это объясняется тем, что данное оборудование характеризуется широким диапазоном подач и развиваемого напора, а также простотой наземного оборудования и возможностью автоматизации и интеллектуализации работы этого вида оборудования [4,5].

Современная добыча нефти характеризуется осложнёнными условиями, когда перекачиваемая жидкость содержит свободный газ, механические примеси и коррозионно-активные вещества, имеет высокую вязкость и повышенную температуру [8]. Большое количество скважин, ко всему прочему, находятся на последней стадии разработки, которая характеризуется повышенной обводнённостью и, как следствие этого, подвержены более интенсивному солеотложению на внутрискважинном оборудовании. Осложнения могут быть вызваны конструкцией

скважины, ее инклинометрией и малым диаметром эксплуатационных колонн. Всё это приводит к снижению надёжности оборудования и эффективности добычи нефти [6].

Одним из направлений повышения эффективности работы скважинного оборудования является разработка инновационных ступеней погружного лопастного насоса, которое обеспечит высокие технико-экономические показатели работы в осложнённых условиях.

Ныне известные конструкции для эксплуатации нефтяных скважин с высоким содержанием свободного газа на приёме насоса [12-14] имеют такие недостатки, как высокая сложность конструкции, высокая стоимость и низкие показатели напора и КПД; ступени [12] имеют большие массу и осевые габариты, что вызывает сложность динамического уравнивания насоса с таким ротором, трудности эксплуатации такого насосного агрегата в искривленных скважинах. Известны ступени с открытыми рабочими колесами, представленные в [8-11,15], которые обладают малыми осевыми габаритами.

На кафедре «Машины и оборудование нефтяной и газовой промышленности» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина также проводятся исследования в данном направлении. Результатом работы стала гибридная конструкция рабочей ступени, в которой применяется рабочее колесо осевого типа в паре с направляющим аппаратом центробежного типа (Рис. 1) [16].

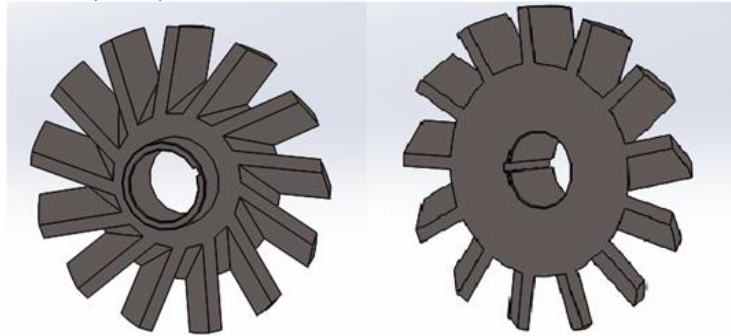


Рис. Модель рабочего колеса открытого типа с конической втулкой в системе трехмерного моделирования

Представленная конструкция позволяет работать с содержанием свободного газа на входе в насос до 40 %, перекачивать высоковязкие жидкости.

Для изготовления данного колеса могут применяться различные материалы, например, нержавеющая сталь [1,2] или сплав алюминия В95Т с нанесением керамико-полимерного покрытия толщиной 40 – 70 мкм [7,11,17].

Благодаря конструкции и свойствам этого материала масса рабочего колеса уменьшена более чем в 4 раза в сравнении с колесом из «нирестита» (что позволит эксплуатировать насос на повышенных частотах вращения с минимальной вибрацией [3]), а керамическое покрытие, пропитанное фторполимером, позволяет защитить алюминиевый сплав от термических, коррозионных и эрозийных воздействий.

Коническая втулка рабочего колеса и направляющего аппарата позволяет создавать поток жидкости с минимальными гидравлическими потерями, так как происходит плавное изменение направления скорости потока жидкой среды и его перевод в направляющий аппарат. К тому же такая форма втулки обеспечивает более эффективный вынос механических примесей.

Специальный профиль лопастей, угол их установки и количество выбраны для создания движения потока жидкой среды без его стеснения и завихрений, что обеспечивает повышение напора и КПД ступени в целом.

Представленная модель рабочего колеса не подвержена всплытию при увеличении подачи, что связано с профилированием лопастей, а также с конической формой втулки.

Таким образом, благодаря свойствам предлагаемого для изготовления инновационного материала, а также особенностям конструкции элементов рабочей ступени представленная модель обеспечивает:

- Высокие показатели работы в осложненных условиях: содержания большого количества нерастворенного газа и механических примесей при высокой вязкости и температуре перекачиваемой жидкости;
- Создание потока перекачиваемой жидкой среды с минимальными гидравлическими и объемными потерями;
- Работу насоса, при которой рабочие колеса открытого типа с конической втулкой не подвержены всплытию при увеличении подачи;
- Уменьшение осевых габаритов ступени и ее металлоемкости;
- Уменьшение совокупной стоимости владения насосами со ступенями представленной конструкции.

Литература

1. Деговцов А.В., Соколов Н.Н., Ивановский А.В. К вопросу о выборе материала ступеней электроцентробежного насоса для осложненных условий эксплуатации // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2016. № 11. С. 88-91.
2. Деговцов А.В., Соколов Н.Н., Ивановский А.В. О возможности замены литых ступеней ЭЦН при осложненных условиях эксплуатации // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2016. № 6. С. 16-20.
3. Донской Ю.А., Пекин С.С. ЭЦН с частотно-регулируемым приводом // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2010. № 3. С. 68-69.

4. Ивановский В.Н. Анализ перспектив развития центробежных насосных установок для добычи нефти // Нефтяное хозяйство. 2008. № 4. С. 64-67.
5. Ивановский В.Н. Научные основы создания и эксплуатации скважинных насосных установок для добычи нефти в осложненных условиях из мало- и среднедебитных скважин: дис. ... докт. техн. наук. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 1999.
6. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Каштанов В.С., Мерициди И.А., Николаев Н.М., Пекин С.С., Сабиров А.А. Нефтегазопромысловое оборудование / под общ.ред. В.Н. Ивановского: Учеб.для ВУЗов. – М.: "ЦентрЛитНефтеГаз", 2006 - 720 с.
7. Ивановский В.Н., Кузьмин А.В., Матвеев А.В., Сабиров А.А., Шарапов М.М. О возможности использования алюминиевых сплавов для изготовления ступеней ЭЦН // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2017. № 5. С. 33-39.
8. Ивановский В.Н., Сабиров А.А., Карелина С.А. Энергетика добычи нефти в осложненных условиях (часть 1) // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2013. № 10. С. 102–106.
9. Ивановский В.Н., Сазонов Ю.А., Соколов Н.Н. Перспективные конструкции ступеней центробежных насосов для добычи нефти // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2006. № 6. С. 92–97.
10. Ивановский В.Н., Сазонов Ю.А., Балака Н.Н. Новые возможности центробежных насосов для добычи нефти // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2007. № 6. С. 82–85.
11. Ивановский В.Н., Сазонов Ю.А., Сабиров А.А., Соколов Н.Н., Донской Ю.А., Шатров А.С., Кокарев В.Н., Монастырский Н.И. Ступени центробежных насосов для добычи нефти с открытыми рабочими колесами из алюминиевых сплавов с защитным керамико-полимерным покрытием // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2008. № 12. С. 68–73.
12. Каплан А. Л., Погружные предвключенные насосы для добычи жидкости, содержащей нерастворенный газ и повышенную концентрацию механических примесей //Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2011. №1. С.8-13.
13. Каханкин В.А., Исследование особенностей откачки из скважин высоковязких сред и газожидкостных смесей шнековым насосом: дис. канд. техн. наук. РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, М.: 2016.
14. Патент РФ № 2309297. Рабочее колесо погружного насоса, предназначенного для подъема газовых флюидов / Авт. изобр. Линь КАО – М. кл. F04D 13/10, F04D 31/00, F04D 29/22; заявл. 04.03.2003; опубл. 27.10.2007, Б.И. № 30.
15. Патент № 63468, РФ. МПК F04D13/10. Ступень погружного многоступенчатого центробежного насоса // Сазонов Ю.А., Балденко Ф.Д., Захаров М.Ю., Заякин В.И., Мохов М.А. - Заявка № 2007100010/22 от 09.01.2007. Опубл. БИ №15, 27.05.2007.
16. Ивановский В.Н., Сабиров А.А., Деговцов А.В., Аксёнов А.Ю., Ивановский А.В., Кузьмин А.В., Мамалиев И.Н., Лупский Г.А. Ступень погружного многоступенчатого лопастного насоса – Заявка № 2017129833 от 23.08.2017.
17. Шатров А.С, Кокарев В.Н. Инновационная технология плазменного электролитического окисления (ПЭО) и создание нового конструкционного материала – топокомпозита // «Арматуростроение». 2010. №2(65). С.63-67.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ НАСЫЩЕНИЯ МОДЕЛЬНЫХ РАСТВОРОВ НЕФТИ ПАРАФИНОМ

А.Н. Александров

Научный руководитель – профессор М.К. Рогачев

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

Образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на внутренней поверхности скважинного оборудования является одним из основных видов осложнений при эксплуатации добывающих скважин на месторождениях высокопарафинистой нефти.

На интенсивность образования АСПО в скважинных условиях значительное влияние оказывает ряд факторов [1,2,3]. Непрерывное изменение термобарических условий по стволу скважины приводит к нарушению гидродинамического равновесия газожидкостного потока, что сопровождается разгазированием добываемого флюида. Вследствие этого происходит интенсивное охлаждение углеводородной системы и снижение растворяющей способности нефти по отношению к парафинам.

Важным этапом при выборе технологии по предупреждению и удалению асфальтосмолопарафиновых отложений является определение с достаточной точностью глубины начала образования АСПО.

Авторами статьи проведены исследования по определению температуры насыщения моделей высокопарафинистой нефти парафином при их изобарическом охлаждении для пластовых условий одного из нефтяных месторождений Республики Коми.

Методика и аппаратура проведения лабораторных исследований по определению температуры насыщения модельных растворов парафином визуальным методом представлена ниже.

Для приготовления модельных растворов 6 различных концентраций (15, 20, 25, 30, 35 и 40 % масс.) технический парафин марки Т-1 по ГОСТ 23683-89 в расчетном количестве добавлялся в керосин марки ТС-1 по ГОСТ 10227-86. Далее раствор разогревался на водяной бане при периодическом перемешивании до температуры, превышающей температуру плавления парафина марки Т-1, и получения однородного раствора.

Определение температуры насыщения модельных растворов парафином визуальным методом производилось на экспериментальной установке IFT-700 (Vinci Technologies), предназначенной для определения межфазного натяжения между фазами жидкость - газ и жидкость - жидкость при пластовых условиях.

Для поставленной задачи была изготовлена PVT - ячейка высокого давления с двумя смотровыми окнами. Исследование по определению температуры насыщения растворов парафином различной концентрации осуществлялось при изобарическом охлаждении ячейки.

Результаты исследований разноконцентрированных растворов парафина в керосине визуальным методом на установке IFT-700 при изобарическом охлаждении представлены в таблице.

Таблица

Результаты исследований парафинсодержащих моделей при изобарическом охлаждении

Содержание парафина в растворе, % масс.											
15		20		25		30		35		40	
P, МПа	T, °C	P, МПа	T, °C	P, МПа	T, °C	P, МПа	T, °C	P, МПа	T, °C	P, МПа	T, °C
0,1	28,9	0,1	30,2	0,1	32,3	0,1	33,9	0,1	34,9	0,1	37,6
3,4	29,6	3,4	30,9	3,4	33,4	3,4	35,1	3,4	35,7	3,4	38,3
6,8	30,4	6,8	31,8	6,8	34,2	6,8	35,9	6,8	36,6	6,8	39,5
10,2	31,2	10,2	32,6	10,2	34,9	10,2	36,7	10,2	37,6	10,2	40,2
13,6	31,9	13,6	33,6	13,6	35,9	13,6	37,3	13,6	38,0	13,6	41,0

На рис.1 представлена полученная зависимость температуры насыщения моделей высокопарафинистой нефти парафином в зависимости от его массового содержания в растворе.

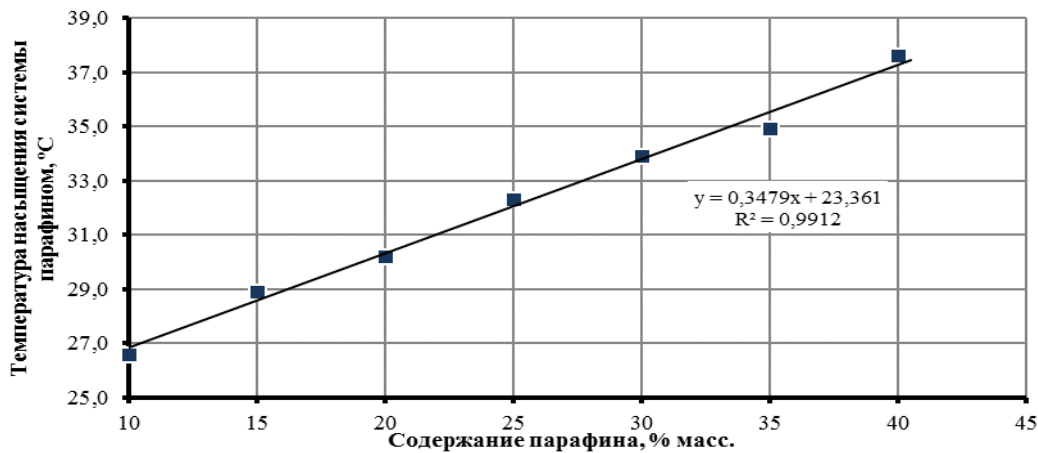


Рис. 1 Зависимость температуры насыщения растворов парафином от его массовой концентрации при атмосферном давлении

На рис. 2. представлены изотермы насыщения моделей высокопарафинистой нефти парафином в области давлений от 0,1 до 13,6 МПа.

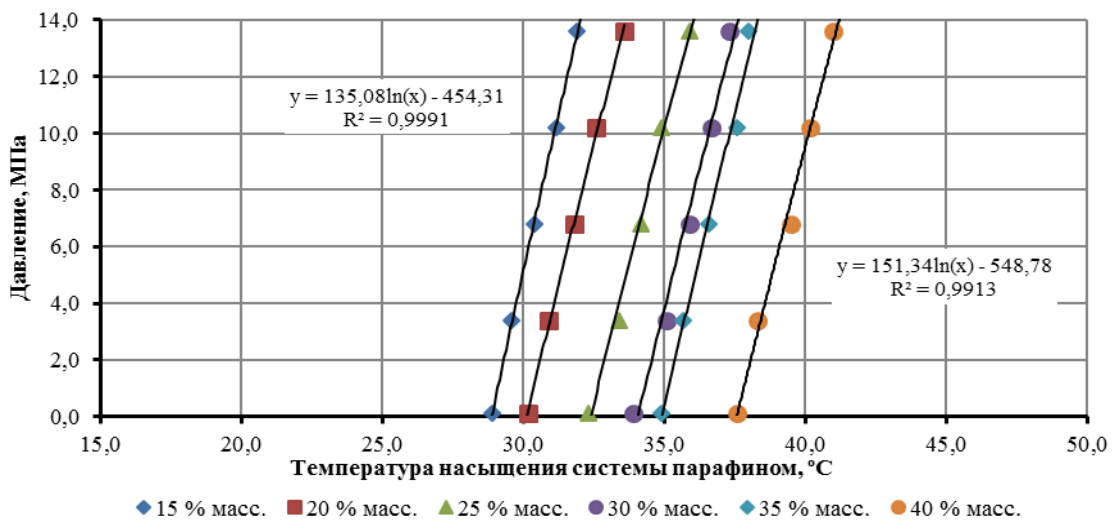


Рис.2. Изотермы насыщения растворов парафином

СЕКЦИЯ 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Таким образом, для диапазона давлений (0,1-13,6 МПа) и массовых концентраций парафина в растворе (15, 20, 25, 30, 35 и 40 % масс.) получена зависимость температуры насыщения модельных растворов высокопарафинистой нефти парафином от его содержания и давления для пластовых условий одного из месторождений Республики Коми следующего вида:

$$T_{нас} = [0,3479 \cdot C_{II} + 23,361] \cdot e^{\left(\frac{P}{135,08}\right)} \quad (1)$$

где C_{II} – массовое содержание парафина в модельном растворе, % масс.; P – равновесное давление насыщения, МПа.

Литература

1. Дроздов А.Н. Технология и техника добычи нефти погружными насосами в осложнённых условиях: Учебное пособие для вузов. – М.: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2008. – 616 с.
2. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. – М: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.
3. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. - 653 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИМЕНИМОСТИ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

А.Е. Алтиева

Научные руководители: старший преподаватель Ю.А Максимова¹, инженер Б.Ж. Жаппасбаев²
¹*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*
²*Департамент анализа технологий добычи и бурения «КазМунайГаз»,
г. Астана, Республика Казахстан*

День за днем в развитых и развивающихся странах наблюдается увеличение темпов потребления нефти и нефтепродуктов. В связи с этим многие нефтедобывающие компании мира сталкиваются с неотложными проблемами: ведь открытие новых месторождений очень ограничено и дорогостояще, поэтому все больше становится актуальным применять технологии увеличения нефтеотдачи на пласты. На месторождениях, находящихся долгое время в разработке, остро встает вопрос повышения нефтеотдачи на месторождениях. Одним из возможных решений этой проблемы является физико-химическое воздействие на коллектор, такое, как полимерное заводнение, которое успешно показало эффективность на многих коллекторах в мире. Прирост добычи достигает в среднем 2...15 % [1]

Говорить о том, что полимерное заводнение полностью не изучено или находится на ранней стадии изучения, неактуально. Ведь мировой опыт протяженностью больше 40 лет показал эффективность данного метода. Современный прогресс в области полимеров, высокотехнологичного оборудования, методик моделирования различных сценариев процессов добычи позволил существенно расширить диапазон применения технологии и повысить ее экономическую эффективность.

Однако внедрение их недостаточно систематизировано в зависимости от механизма воздействия в тех или иных физико-геологических и химических условиях и от стадии разработки пластов. Что в результате происходит несогласование авторов и исследователей по критериям эффективности данного метода, выявленном в ходе пилотного испытания или даже уже на действующих месторождениях.

В бывшем СССР полимерное заводнение осуществлялось с 1969 года на объектах, расположенных в различных нефтяных районах (табл.1)

Таблица 1

Результаты применения полимерного заводнения

Месторождение	Пласт, горизонт	Год начала реализации полимерного заводнения	Число скважин, находящихся под воздействием		Дополнительная добыча нефти за счет полимерного воздействия, тыс.т	Расход полимера	Удельная технологическая эффективность применения полимера, т/т
			Наг.	Доб.			
Орлянокое	АЗА4	1969	9	35	574	370	1551
Ромашкинское	Бобриковский	1973	3	-	746	1512	494
Сосновское	АЗА4	1976	15	31	592	3096	191
Каламкас	Ю1-	1981	16	51	2470	6310	408
	Ю IV	1988	30	120	994	1220	815
Дерюжевское	Б2В1	1983	13	36	198	40	4950
	А2А3	1987	3	15	309	429	721
Радаевское	Б2	1991	6	36	133	129	1031

Под полимерным заводнением тогда понималась закачка в пласт оторочки раствора полимера, объем которого менялся от 5% до 30% в зависимости от геологического строения пласта и вязкости нефти. Концентрация в растворе полимера варьировалась от 0,03% до 0,15 %. На месторождениях отмечалось всего несколько геолого-физических параметров, ограничивающих эффективное использование данного метода. Это наличие большой газовой шапки, сильно развитая трещиноватость и активная подошвенная вода.

С совершенствованием применения технологии и анализом промысловых экспериментов было выявлено, что отрицательные результаты связаны с неудачным выбором объектов для проведения опытно-промышленных испытаний и с неправильно осуществленной технологией (закачка в пласт растворов полимеров очень низкой концентрации). [2]

Обобщив результаты исследования применения полимерного заводнения успешных проектов, авторами Al-Adasani, Dickson и Saboorian были более объективно разработаны критерии выбора объектов, с параметрами данными в табл.2. [3]

Таблица 2

Сводная информация параметров полимерного заводнения, представленная авторами Al-Adasani, Dickson и Saboorian

Параметр	Al-Adasani и Bai (2010)	Dickson и др. (2010)	Saboorian –Jooybari (2015)
Глубина, м	213-2883	243 -2743	1600
Пористость, %	Неважен		21
Проницаемость, мД	1,8 – 5500	>100 при $\mu < 100\text{сП}$	>1000
Вязкость нефти, мПа •с	0,4 -4000	>1000 при $\mu < 1000\text{сП}$	<5400
Плотность, кг/м ³	0,813 – 0,979	<0,966	<0,993
Нефтенасыщенность, %	34-82	>30	>50
Температура, °С	< 114	<77	65

Существующие данные, собранные в этой работе были статистически проанализированы, в результате чего были выявлены некоторые общие тенденции, на которые необходимо обратить внимание при разработке успешного проекта по применению полимерного заводнения.

На основе анализа результатов промысловых испытаний сформулированы условия наиболее эффективного применения полимеров (полиакриламида) при заводнении нефтяных пластов: [4]

1. Пласты терригенных пород, со средней проницаемостью 0,2- 1 мкм². Из-за влияния полимеров и их адсорбции в карбонатных породах, происходит снижение эффективности полимерного заводнения. В слабопроницаемых породах лучше применять полимер с низкой молекулярной массой, который проявляет высокий фактор остаточного сопротивления с низкой проницаемостью.

2. Вязкость нефти в пластовых условиях оптимальна в пределах 3 – 40 мПа •с. При низких значениях вязкости более эффективен метод только в сильно неоднородных пластах. Применение полимерного заводнения больше 50 мПа •с желательно проводить в относительно однородных пластах.

3. При изготовлении раствора полимера необходимо для лучшего эффекта использовать слабоминерализованную воду с ограниченным содержанием кальция и магния. Остаточный фактор сопротивления с пластовой оторочкой ниже, чем при вытеснении оторочки полимера пресной водой.

4. Лучшие показатели были получены при закачке полимера на ранней стадии разработки, когда водонефтяной фактор не превышает 2.

5. Наиболее благоприятная пластовая температура не выше 70 °С.

6. С более высоким значением проницаемости практически не проявляется остаточный фактор сопротивления. Нижний предел проницаемости определен 0,1 мкм².

7. Насыщенность подвижной нефтью должна быть более 10% порового объема, больше 15% риск неудачи метода очень велик.

Исследовав влияние таких параметров как неоднородность пластов, соотношение вязкостей нефти и вытесняющей жидкости в пластовых условиях, структурно-механических свойств нефтей, структур пористых сред и др. [3], можно сказать, что успешность проекта полимерного заводнения зависит от:

- достоверности геологического описания пласта;
- размера оторочки и концентрации полимерного раствора;
- прогнозирования технологических показателей разработки при заводнении и полимерном заводнении с помощью математического моделирования;
- соблюдения запроектированной технологии и контроля за качеством закачиваемого раствора на промысле.

Литература

1. Еремин Н.А., Золотухин А.Б., Назарова Л.И. и др. Выбор метода воздействия на нефтяную залежь / – М., 1995. – 190 с.
2. Швецов И.А., Манырин В.Н. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов. Анализ и проектирование –М., 2000. – 70-75 с
3. Муслимов Р.Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее. Будущее.-учеб. пособ. - Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2012. – 186 с.

4. Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т., Челоянц Д.К. Интенсификация добычи нефти. - М., 2000. – 414 с.

**ОСОБЕННОСТИ ПРОЦЕССА ОБВОДНЕННОСТИ СКВАЖИН ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ
НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

И.В. Аникин

Научный руководитель - старший преподаватель Ю.А. Максимова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Обводненность продукции разрабатываемых месторождений – серьезная и распространенная проблема нефтяной промышленности. Сегодня нефтяные компании добывают примерно три тонны воды на каждую тонну нефти, извлекаемой из истощающихся пластов. Много средств тратится ежегодно на подготовку и утилизацию извлекаемой воды. Во многих случаях современные технологии ограничения водопритоков (ОВ) могут привести к значительному снижению затрат и увеличению добычи нефти. Представленная информация поможет понять особенности проблем избыточных водопритоков, способы их определения и методы решения.

Добываемую воду разделяют на 2 типа. К первому типу относят воду, которая поступает из нагнетательных скважин или из активных водоносных горизонтов, вносящих свой вклад в вытеснение нефти из пласта. Она поступает в скважину в объеме меньшем предельного, соответствующего критическому водонефтяному фактору. Водонефтяной фактор (ВНФ) является отношением дебита воды к дебиту нефти и диктуется экономикой. Ко второму типу относят воду, поступающую в скважину и добываемую без нефти или с нефтью в объеме, не достаточном для покрытия расходов, связанных с ее утилизацией - т.е. объем воды превышает экономический предел, определяемый критическим ВНФ. Причины появления воды второго типа в каждой отдельной скважине могут быть разнообразны. В таблице они сведены к десяти базовым ситуациям. Представленная здесь классификация типов проблем, связанных с водопритоками, упрощена, и на самом деле возможно большое число их комбинаций.

Таблица

Основные типы проблем избыточных водопритоков

Проблемы	Причины	Пути решения для скважин	
		Вертикальных	Горизонтальных
1. Негерметичность обсадной колонны, НКТ или пакера.	- старение фонда скважин; - технологические причины; - коррозия.	- применение изолирующих жидкостей и использование пробок, цементных мостов и пакеров; - применение пластырей.	
2. Заколонные перетоки.	- низкое качество цементного камня; - пустоты в заколонном пространстве.	- применение изолирующих жидкостей (закачивание высокопрочного цемента или смолистых полимеров в затрубное пространство, либо менее прочных жидкостей на гелевой основе, закачиваемых в пласт для остановки притока в затрубное пространство).	
3. Движение водонефтяного контакта (ВНК).	- очень низкая вертикальная проницаемость.	- заглушка нижних отверстий перфорации с использованием механических систем.	- зарезка второго горизонтального ствола.
4. Обводненный пропласток без внутрипластовых перетоков.	- наличие высокопроницаемого пропластка, ограниченного сверху и снизу водоупорами.	- применения неупругих изолирующих жидкостей или механических изоляторов.	- проблема не встречается в горизонтальных скважинах, вскрывающих лишь один продуктивный горизонт.
5. Трещиноватость или разломы между нагнетательной и добывающей скважинами.	- наличие трещиноватых или трещиновато-пористых пластов, разветвленных систем трещин.	- закачка гелей; - водоизоляция (является наилучшим решением данной проблемы).	
6. Трещины или разломы, которые соединяют нефтяной и водяной пласты.	- наличие системы трещин, пересекающих водяной пласт.	- обработка трещин гелевыми составами (особенно успешна, когда по трещинам нет притока нефти); - закупорка трещин в прискважинной зоне (при наличии локализованной системы трещин).	
7. Конусо- или языкообразование.	- ВНК рядом с нижними отверстиями перфорации - высокая вертикальная проницаемость.	- закачка больших объемов слоя геля выше ВНК; - бурение горизонтальных стволов вблизи кровли.	- применение изоляции в прискважинной зоне на достаточные расстояния по стволу вниз и вверх.
8. Низкий коэффициент охвата по площади.	- неоднородность проницаемости по площади; - близость к источнику воды.	- отклонение потока нагнетаемой воды; - уплотняющее бурение.	- изоляции отдельных частей скважины.

Проблемы	Причины	Пути решения для скважин	
		Вертикальных	Горизонтальных
9. Пласт, стратифицированный по насыщенности гравитационным разделением флюидов.	- гравитационное разделение флюида.	- зарезка горизонтальных стволов; - заводнение пенами.	- зарезка второго ствола, ближе к кровле пласта.
10. Обводненный пропласток с внутрислоевыми перетоками.	- высокопроницаемые пропластки, не разобщенные непроницаемыми перемычками.	- закачка геля в тонкий обводненный пропласток достаточно глубоко; - бурение горизонтальных скважин.	- в горизонтальных скважинах, расположенных в одном пропластке, подобные проблемы не встречаются.

Первые четыре из выше перечисленных проблем легко поддаются контролю в скважине или прискважинной зоне. Решением для пятой и шестой проблемы является закачка глубокопроникающих гелей. Остальные из таблицы проблемы требуют больших затрат и изменений в заканчивании скважин и технологии добычи.

Для эффективной борьбы с водопритоками необходимо понимание возникающих проблем. Путём к устранению источника избыточного обводнения является диагностика, которая позволяет определить тип возникающей проблемы. В скважинной диагностике водопритоков можно выделить три основных направления: подбор скважин-кандидатов, определение типа проблемы и определение профиля притока воды в скважину. Достаточно нужной информации для диагностики содержится в данных по истории добычи. Существует несколько способов определения источника избыточного обводнения, в которых используется информация об изменении ВНФ, динамике добычи и данных каротажа:

График логарифма ВНФ от накопленной добычи. Он позволяет определить ожидаемую накопленную добычу в отсутствие каких-либо действий по ограничению водопритоков.

График истории добычи. На данном графике в логарифмических координатах отложены дебиты нефти и воды от времени. У хороших скважин-кандидатов увеличение добычи воды и уменьшение добычи нефти начинается приблизительно в одно время.

Анализ кривых падения дебита. На этом графике в полулогарифмических координатах откладываются значения дебита по нефти от накопленной добычи. Ускоренное падение дебита по нефти может служить индикатором не только наступающего обводнения, но и значительного падения давления в результате истощения пласта либо снижения гидравлической проводимости прискважинной зоны.

Графическая диагностика развития обводнения. График зависимости ВНФ от времени в логарифмических координатах может быть полезен для определения конкретного типа проблемы обводнения при его сравнении с кривыми, соответствующими известным моделям.

Анализ остановок скважин и ограничений их дебитов. Анализ колебаний ВНФ может быть полезен при определении типа проблемы.

Системный анализ NODAL. NODAL-анализ является стандартным методом моделирования поведения скважины и состоит обычно из следующих этапов: построение модели, геология, пластовое давление, выбор корреляций для расчета многофазных течений в наклонных трубах, перетоки при остановке скважины и в режиме эксплуатации.

Каротажные диаграммы профиля притока. Современные диаграммы профиля притока позволяют локализовать места поступления воды в ствол скважины и определить объемное содержание фаз.

Большинство нефтяных месторождений России находятся на поздней стадии разработки, которая характеризуется снижением уровня добычи и ростом обводненности извлекаемого флюида. Правильное понимание причин избыточных водопритоков влечет эффективное решение возникающих проблем. Рациональный контроль за обводненностью добываемой продукции повышает рентабельность разработки месторождения, а также снижает расходы на переработку и утилизацию добываемой воды.

Литература

1. Билл Бейли и др. Диагностика и ограничение водопритоков//Нефтегазовое обозрение. - 2001. – №1. - С. 44-67.
2. Дубнинский Г.С. и др. Геолого-технологическое обоснование адресных методов увеличения нефтеотдачи и ограничения водопритока в залежах высоковязких нефтей//Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – Уфа, 2013. – № 2(92). – С. 5-15.
3. Синцов И.А., Остапчук Д.А. Диагностика причин обводнения горизонтальных скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – Москва, 2014. - №5. – С. 30-33.
4. Стрижнев в.а. построение технологии по отключению обводненных интервалов продуктивного пласта//Нефтепромысловое дело. – Москва, 2015. - №1. – С. 8-11.
5. Газизов А.Ш. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пластах. – М.: Недра-Бизнесцентр, 1999. -285 с.

ДИНАМИКА ЖИЗНИ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.Л. Асеев

Научный руководитель - доцент В.Н. Арбузов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Аннотация

В настоящее время проблема увеличения нефтеотдачи на разрабатываемых месторождениях является ключевой в нефтегазовой теории и практике. Разрабатывается и внедряется много различных методов увеличения нефтеотдачи (МУН - EOR) не обеспечивающих масштабного эффекта. Дополнительный объем нефти за счет этих методов является небольшим по сравнению с общим объемом добываемой нефти. В мире насчитывается 1500 действующих проектов, и годовой прирост добычи за счет МУН оценивается в 100- 120 млн. тонн. Это всего лишь 2% от всей добываемой нефти в мире, что равнозначно суммарной потере при транспортировке.

Автор предлагает принципиально новую научно-технологическую парадигму освоения, сохранения и восполнения нефтегазовых ресурсов.

Залежь нефти – живая система

- Главной особенностью любой живой системы является ее энергетический потенциал и работоспособность. Автор отмечает, что залежь нефти – это открытая геофлюидодинамическая система с переменной энергией, непостоянными градиентами массо-энергопереноса, пороговые значения которых определяют граничные параметры системы на определенный момент времени.

- С учетом более чем столетнего мирового опыта активного освоения нефтяных месторождений определилась стадийность их разработки, которая может быть представлена следующим графиком (рис. 1).

- Реабилитационные циклы в процессе освоения любого месторождения и щадящие методы увеличения нефтеотдачи являются основой продления жизни месторождения и возможности его разработки на длительное время. [1]

- Утверждается, что активные запасы нефти и газа могут восполняться в процессе разработки нефтегазовых месторождений. Это возможно в двух случаях: а) Происходит активный современный процесс образования углеводородной массы в данном пласте (очаге). Это было доказано на полигоне в Мексиканском заливе, месторождение Юджин Айленд. Возможна подпитка месторождения вновь образованными порциями углеводородов как внутри системы, так и за её пределами; б) осуществляется индивидуально-щадящая разработка и периодическая реабилитация, в следствие чего происходит сбалансированный обмен флюидами между матрицей (блоком) и фильтрационными каналами в пласте, а также соблюдается равновесие между горным и пластовым давлениями. [2]

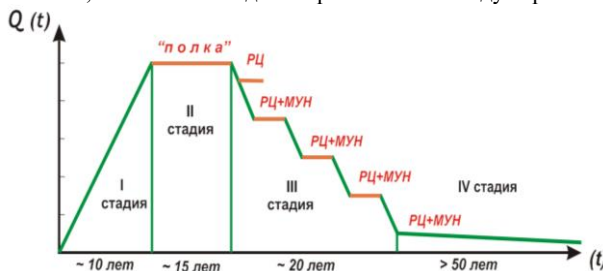


Рис. 1 Обобщенный график жизни нефтяного месторождения

По оси ординат показана динамика добычи нефти $Q(t)$. РЦ – реабилитационные циклы, МУН – методы увеличения нефтеотдачи (щадящие), «Полка» - стабильное состояние системы (оптимальный уровень добычи). Длительность «полки» определяется научно-обоснованным мониторинговым проектом разработки и профессионализмом промысловых специалистов.

Примеры, факты

Есть месторождения-долгожители. Добыча нефти в Индии на месторождении Дигбой в Ассаме началась в 1890 году и продолжается до сих пор.

В США насчитывается более 100 месторождений, разрабатываемых более 50 лет. Например, гигантское месторождение East Texas (Восточный Техас) в песчаниках верхнего мела оценивалось в 1 млрд. тонн нефти. Его разработка началась еще в 1930 г. и продолжается.

Показательным примером являются азербайджанские промыслы. В Грозненском нефтеносном районе Октябрьское, Ташкалинское и Ойсунгурское месторождения разрабатывались более 60 лет.

В Западной Кубани длительность активной разработки некоторых месторождений составляет: Ново-Димитровское – 52 года, Левкинское – 39 лет, Абино-Украинское – 43 года, Ахтырско-Бугундырское – 40 лет и северное крыло Зыбзы-Глубокий Яр – 56 лет.

Имеется много примеров в мировой и отечественной практике восстановления активной фонтанной работы скважин после некоторого периода реабилитации (отдыха) в целом всего месторождения или отдельных его блоков. [3]

Порог критического состояния (порог возмущения). Натурные исследования.

Активные техногенные воздействия являются, по существу, сильным возмущением квазиравновесной системы и существенно искажают ее природные параметры. Если это возмущение является щадящим, то

самоорганизующаяся система выравнивает это неравновесие. Особенно это важно на 2, 3, 4-ой стадиях жизни месторождения. Длительное или интенсивное возмущение, значительно превышающее пороговое, уничтожает систему. Как следствие, падает пластовое давление, резко уменьшается дебит, обводняется пласт и т.д.

Верх-Тарское месторождение – зеркало нефтегазовой отрасли в России

Верх-Тарское месторождение в Новосибирской области как пример беспощадной эксплуатации Живых нефтенасыщенных систем. Это месторождение разрабатывает ТНК-ВР (её подразделение – ОАО «Новосибирскнефтегаз»). Реальный график жизни Верх-Тарского месторождения можно видеть, здесь «полки» нет (рис. 2). Тревожным моментом является то, что сегодня обводненность добываемой продукции на Верх-Тарском месторождении составляет более 70 %. Это результат использования гидроразрыва и закачки воды. Добытчики нефти занимаются не освоением месторождения и даже не разработкой, а только выработкой активных запасов в закритическом режиме.

Гидроразрыву подвергаются все вновь пробуренные скважины с самого начала их эксплуатации. Нефтяной пласт Ю1с целью поддержания пластового давления (ППД) интенсивно «прополаскивается» водой в объёмах, многократно превышающих добычу нефтяного флюида. К апрелю 2010 г. действующий эксплуатационный фонд на месторождении составлял 92 скважины, а действующий нагнетательный фонд - 74 скважины. Средний дебит нефти - 41 т в сутки, а воды в объёме добываемой жидкости - 80 т в сутки, т.е. в два раза больше. В таком режиме система поддержания пластового давления тоже является разрушительной для нефтенасыщенного пласта.

В этом районе можно создать научно-технологический полигон, который будет «эталонным» для месторождений Западной Сибири. Именно здесь, в натурном исполнении, можно разрабатывать и внедрять инновационные технологии по разработке нефтяных месторождений. [4]

Необходимо заметить, что в США в 2010 году было задействовано около 200 проектов по разработке и применению МУН, но нет ни одного по гидроразрывам пластов. Американцы широко используют закачку CO₂. Кстати, рядом с Верх-Тарским месторождением есть Восточно-Межовское (Веселовское) месторождение, где в одной из скважин был получен фонтан СО с дебитом 200 тыс м3/сут.

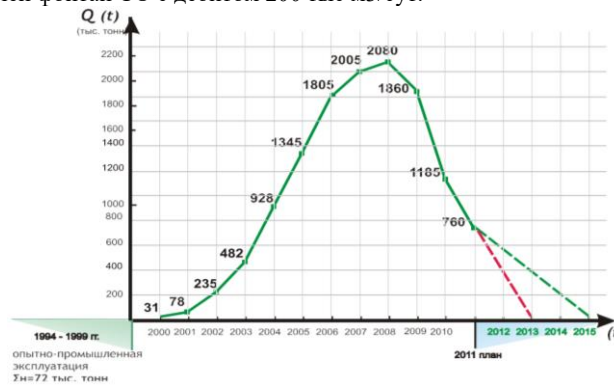


Рис. 2 График жизни Верх-Тарского месторождения. Только две стадии: взлет и падение

Выводы

1. Надо беречь энергию пласта и разрабатывать месторождения в оптимальном режиме, не превышая критического порога возмущения, показателем которого являются депрессия. Соблюдение критического порога (5Мпа), реабилитационные циклы и щадящие индивидуальные методы увеличения текущей и конечной нефтеотдачи – обязательное условие длительной эффективной разработки нефтяных и газовых месторождений.

2. Следует особо подчеркнуть, что насильственные вторичные, третичные и четвертичные методы увеличения нефтеотдачи (МУН-EOR) не обеспечивают масштабного эффекта. Дополнительный объем нефти за счет этих методов является небольшим по сравнению с общим объемом добываемой нефти. В мире насчитывается 1500 действующих проектов, и годовой прирост добычи за счет МУН оценивается в 100-120 млн. тонн это всего лишь 2% от всей добываемой нефти в мире, что равнозначно суммарной потере при транспортировке. В США добыча нефти за счет МУН с 1986 года по 2008 год держится на уровне 30-35 млн. тонн в год и не превышает этого «порогового» значения. Количество действующих проектов в 1986г было 512, а в 2008 – 184, то есть отмечается четкая тенденция к их уменьшению. Приблизительно такая же ситуация в других регионах мира. На многих месторождениях эффективность применения МУН очень низкая или нулевая, если говорить о конечной нефтеотдаче.

3. Природу не обманешь. Нужна принципиально новая научно-технологическая парадигма освоения, сохранения и восполнения нефтегазовых ресурсов (Запывалов и др., 2011). Автор надеется, что его идеи, концепции и предложения могут быть частью общепризнанной новой Парадигмы.

Литература

1. Запывалов Н.П. Реабилитационные циклы – основа восполнения активных запасов на разрабатываемых месторождениях. Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ: Материалы Междунар. конф. пам. ак. П.Н. Кропоткина, 20-24 мая 2002 года, г. Москва. М.: ГЕОС. 2002. С. 330-332.
2. Запывалов Н.П., Попов И. П. Флюидодинамические модели залежей нефти и газа. Новосибирск: Гео. 2003. 198 с.
3. Запывалов Н.П., Смирнов Г.И., Харитонов В.И. Фракталы и наноструктуры в нефтегазовой геологии и геофизике. Новосибирск: ГЕО. 2009. 131 с.
4. Резников А.Н. Геосинергетика нефти и газа. Ростов-на-Дону. 2008. С. 258-261.

**СУПЕРЭЛЕМЕНТНАЯ МОДЕЛЬ ТРЕХФАЗНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ
РАЗРАБОТКОЙ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

И.В. Афанаскин, Н.П. Ефимова, О.В. Ломакина

Научный руководитель - заведующий отделом С.Г. Вольпин

**Федеральный научный центр Научно-исследовательский институт системных исследований
Российской академии наук, г. Москва, Россия**

При управлении разработкой нефтяных месторождений важное место занимает прогнозирование показателей разработки в результате применения управляющих воздействий. Для этого используются различные математические модели: от простых аналитических – до сложных численных. Рассмотрим 2D суперэлементную модель, учитывающую трехфазный характер фильтрации, расположение скважин, неоднородность пласта по площади, возможное наличие непроводящих экранов. Неоднородность пласта по толщине будет учитывать опосредованно – с помощью введения эффективных относительных фазовых проницаемостей. В качестве основы математической модели будем использовать классическую модель трехфазной фильтрации Маскета-Мереса [1]. Эту модель можно преобразовать к следующему виду:

$$m_0 c_t \frac{\partial P}{\partial t} + \operatorname{div} \left(\sum_{\alpha=o,w,g} \vec{W}_\alpha \right) = -\bar{q}_w B_w - \bar{q}_g B_g - \bar{q}_o (B_o - B_g R_s), \quad (1)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{m S_w}{B_w} \right) + \operatorname{div} \left(\frac{\vec{W}_w}{B_w} \right) = -\bar{q}_w, \quad (2)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{m S_g}{B_g} + \frac{m S_o R_s}{B_o} \right) + \operatorname{div} \left(\frac{\vec{W}_g}{B_g} + \frac{\vec{W}_o R_s}{B_o} \right) = -\bar{q}_{fg} - \bar{q}_o R_s \cdot \bar{q}_{fg} + \bar{q}_o R_s \equiv \bar{q}_g, \quad (3)$$

$$\vec{W}_\alpha = -\frac{k k_{r\alpha}}{\mu_\alpha} \operatorname{grad}(P), \quad \alpha = o, w, g, \quad (4)$$

$$S_o = 1 - S_w - S_g, \quad (5)$$

где m_0 - пористость при начальном давлении, c_t - суммарная сжимаемость системы пласт-флюид, остальные обозначения стандартные для модели Маскета-Мереса. Уравнение для давления (1) получено с использованием соотношений, приведенных в [3], уравнения (2) и (3) используются для вычисления насыщенности пласта водой и газом, соотношение (5) - нефтью.

Рассмотрим расчетную сетку, составленную из так называемых суперэлементов – ячеек с размерами, в плане сопоставимыми с расстоянием между скважинами (300-500 м). Тогда количество ячеек в модели будет примерно равно количеству скважин. Использование такой сетки позволяет сократить вычислительные затраты в тысячи раз [2]. Задача построения суперэлементной сетки в плане (2D сетки) сводится к построению областей Вороного: 1. Нанесение на карту скважин и границ; 2. Построение выпуклой оболочки по внешним скважинам; 3. Построение триангуляции Делоне по скважинам; 4. Построение областей Вороного по триангуляции.

Рассмотрим полностью явную численную схему для уравнений (1)-(3) на суперэлементной сетке:

$$P_i^{n+1} = P_i^n - \frac{\Delta t^{n+1}}{(m_0)_i (c_t)_i^n h_i F_i} \left\{ \sum_{\alpha=w,g} [(q_\alpha)_i^n (B_\alpha)_i^n] + (q_o)_i^n [(B_o)_i^n - (B_g)_i^n (R_s)_i^n] + \sum_{\alpha=o,w,g} \sum_{j=1}^N (q_\alpha)_{ij}^n \right\},$$

$$(S_w)_i^{n+1} = \frac{(B_w)_i^{n+1}}{m_i^{n+1}} \left\{ \left(\frac{m S_w}{B_w} \right)_i^n - \frac{\Delta t^{n+1}}{F_i h_i} \left[(q_w)_i^n + \sum_{j=1}^N \frac{(q_w)_{ij}^n}{(B_w)_{ij}^n} \right] \right\},$$

$$(S_g)_i^{n+1} = \frac{(B_g)_i^{n+1}}{m_i^{n+1}} \left\{ \left(\frac{m S_g}{B_g} + \frac{m S_o R_s}{B_o} \right)_i^n - \left(\frac{m S_o R_s}{B_o} \right)_i^{n+1} - \frac{\Delta t^{n+1}}{F_i h_i} \left[(q_{fg})_i^n + (q_o)_i^n (R_s)_i^n + \right. \right.$$

$$\left. \left. + \sum_{j=1}^N \frac{(q_g)_{ij}^n}{(B_g)_{ij}^n} + \sum_{j=1}^N \frac{(q_o)_{ij}^n (R_s)_{ij}^n}{(B_o)_{ij}^n} \right] \right\},$$

$$(q_{\alpha})_{ij}^n = \frac{k_{ij}(k_{r\alpha})_{ij}^n}{(\mu_{\alpha})_{ij}^n} \left(\frac{P_i^n - P_j^n}{L_{ij}} \right) L_{ij} A_{ij}$$

где Δt^{n+1} – переменный шаг по времени, определяемый в соответствии с [1], $(q_{\alpha})_{ij}^n$ – переток фазы между соседними суперэлементами i и j , N – количество соседних суперэлементов для i -ого, F_i – площадь суперэлемента, L_{ij} – расстояние между центрами соседних суперэлементов i и j , A_{ij} – длина общего ребра соседних суперэлементов i и j , остальные обозначения стандартные.

Рассмотрим пример расчетов по описанной методике для 9-точечного элемента разработки реального месторождения Западной Сибири, рис. 1. Добывающие скважины эксплуатируются при забойном давлении 0,65-0,82 от давления насыщения. Сравнивая результаты расчетов с помощью авторской программы трехфазного суперэлементного моделирования OPC-2 и коммерческого гидродинамического симулятора Rubis компании Карра Engineering, рис. 2, можно увидеть, что с учетом адаптации показателей за первые 7 лет можно получить прогноз дальнейшей работы скважин (8-14 годы) с хорошей точностью.

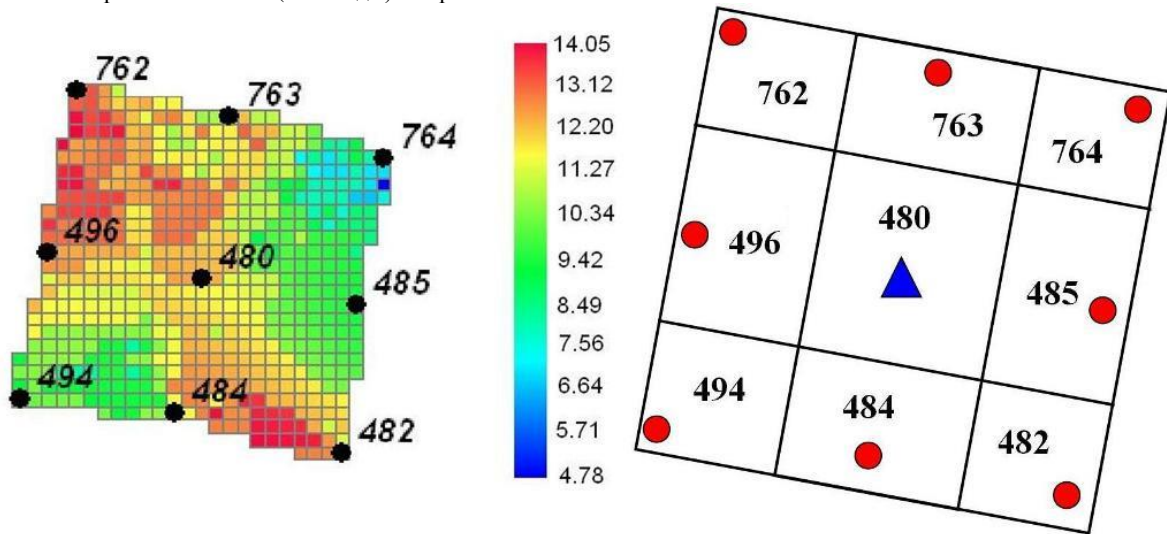


Рис.1 Расположение скважин на карте эффективных толщин (слева) и расчетная сетка (справа)

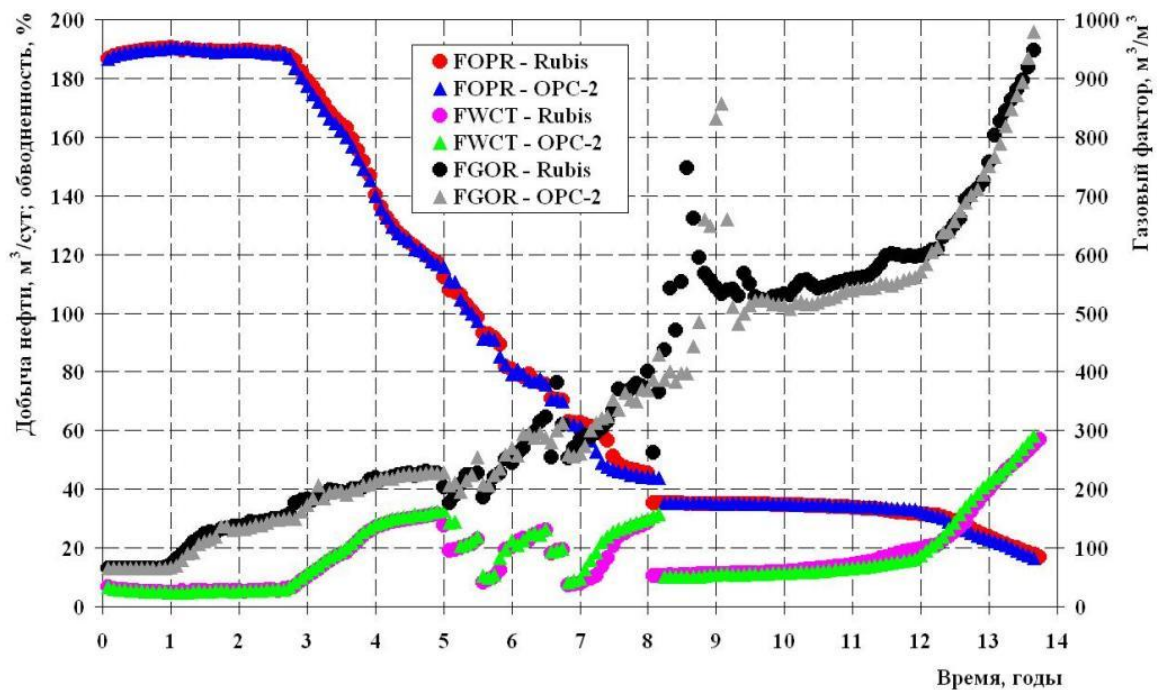


Рис.2 Показатели разработки (FOPR – добыча нефти, FWCT – обводненность, FGOR – газовый фактор)

Работа выполнена при поддержке гранта РФФИ 16–29–15135 офи_м.

Литература

1. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. - М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. - 416 с.
2. Мазо А.Б., Булыгин Д.В. Суперэлементы. Новый подход к моделированию разработки нефтяных месторождений //Научно-технический журнал «Нефть. Газ. Новации». – Самара, 2011. - № 11. - С. 6 - 8.
3. Уолш М., Лейк Л. Первичные методы разработки месторождений углеводородов. - М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2008. - 672 с.

**ОПТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ ОРГАНИЧЕСКИХ РАСТВОРИТЕЛЕЙ
НА СВОЙСТВА НЕФТИ**

Д.С. Афанасьев, М.Н. Новиков, Л.В. Чеканцева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время большая доля запасов нефти является высоковязкой. Управление реологическими свойствами нефти связано со структурными превращениями, протекающими как под действием химических реагентов [1, 4]. Технология позволяет добывать высоковязкую нефть путем закачки специального растворителя в продуктивный пласт и извлечение продукции с существенно пониженной вязкостью [3]. Кроме закачки в продуктивный пласт для повышения нефтеотдачи или обработки призабойной зоны пласта, реагенты-растворители могут использоваться в промысловых работах по борьбе с отложением асфальтенов, смол и парафинов (АСПО) в призабойной зоне пласта добывающей скважины и в насосно-компрессорных трубах [3]. Наибольшая склонность к агрегации, осаждению и образованию отложений характерна для структур асфальтенов и эти компоненты являются смесью соединений с различной растворимостью [2]. Обычно структурные превращения сопровождаются перестройкой структуры ассоциатов, изменением их степени дисперсности [4]. Кроме этого, известно, что большое содержание низкомолекулярных предельных углеводородов приводит к потере агрегативной и кинетической устойчивости асфальтенов нефти.

Физические свойства нефти и ее состав в пределах одного и того же пласта не остаются постоянными. Одним из методов исследования изменения свойств нефти по залежи является спектрофотометрия, которая основана на определении степени поглощения исследуемым раствором (интенсивности его окраски). Колориметрические свойства нефти зависят от содержания асфальто-смолистых веществ. Вместе с изменением содержания последних в нефти изменяются ее вязкость, плотность и другие свойства. Поэтому, по изменению колориметрических свойств нефти можно судить и об изменении других ее параметров.

Целью настоящей работы являлось изучение особенностей поведения нефтей с различным содержанием смолисто-, асфальтеново-, парафиновых компонентов после добавления растворителей различной природы. Исследования проводились с образцами нефти Южно-Майского нефтяного и Рыбального месторождений, физико-химические свойства которых представлены в таблице (табл.).

Таблица

Физико-химические характеристики и состав нефти

Образец	ρ , кг/м ³ , при 20 °С	T _z нефти, °С	Содержание в нефти, % мас.		
			парафины	смолы	асфальтены
Нефть Южно-Майского месторождения	832,5	-9,2	10,14	6,93	0,64
Нефть Рыбального месторождения	832.5	-3	4.36	6.44	1.31

В данной работе были использованы оптические методы исследования. Фотометрическое исследование действия растворителей проводили на спектрофотометре PromEcoLab PE-3200S при длине волны 650 нм. Степень диспергирования после добавления растворителей определяли с помощью метода спектроскопии оптического смешения, основанном на счёте фотонов рассеянного лазерного излучения, на установке Photocor Complex. Измерения проводились с помощью инфракрасного лазера при длине волны 980 нм с использованием программы обработки данных PhotoCor-FC и определение размера частиц в программе DynaLS.

Поскольку нефть является поглощающей средой, оптические методы имеют свои ограничения. Поэтому были приготовлены смеси нефти и растворителей таких концентраций, при которых была возможность получения оптических характеристик – от 92 % до 99 % (об). В качестве растворителей использовались: толуол, о-ксилол, н-гептан и октан. Толуол и о-ксилол относятся к ароматическим углеводородам, хорошо растворяющим смолы и асфальтены. Н-гептан и октан являются алканами, которые хорошо растворяют смолы, но плохо растворяют асфальтены. В каждой группе растворители отличаются друг от друга молекулярной массой. На спектрофотометре последовательно проводили измерения оптической плотности (D) свежеприготовленного раствора и затем на установке Photocor Complex размер радиуса частиц (нм). Полученные результаты представлены на рисунках 1-4.

Анализируя полученные результаты, можно заметить, что диапазон определения оптической плотности ароматических растворителей зависит от молекулярной массы: для о-ксилола диапазон шире, чем толуола как для нефти Южно-Майского, так и для нефти Рыбального месторождений. Предельные углеводороды проявляют такую же зависимость от молекулярной массы для нефти Южно-Майского месторождения: октан имеет более широкий

диапазон, чем н-гептан. Для нефти Рыбального месторождения диапазон определения оптической плотности н-гептана примерно такой же, как у октана.

Анализ изменения радиусов частиц для нефтей обоих месторождений показывает тенденцию к их росту при увеличении концентрации растворителей. Для предельных углеводородов такая тенденция является закономерной, поскольку их присутствие нарушает агрегативную устойчивость системы. Для объяснения роста размеров частиц в растворах нефти с ароматическими растворителями требуются дополнительные исследования.

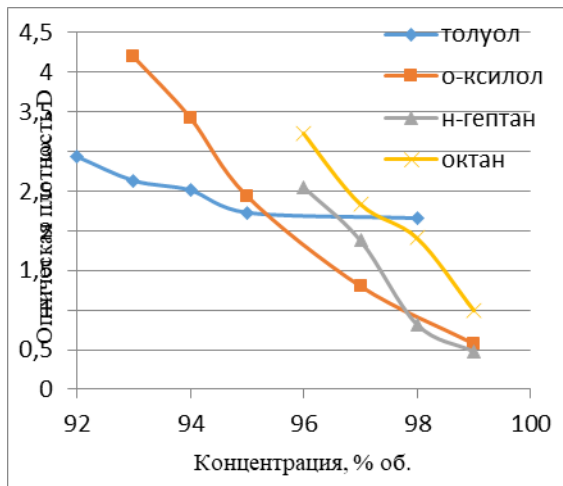


Рис. 1 Зависимость оптической плотности от концентрации растворителей нефти Ю-Майского месторождения

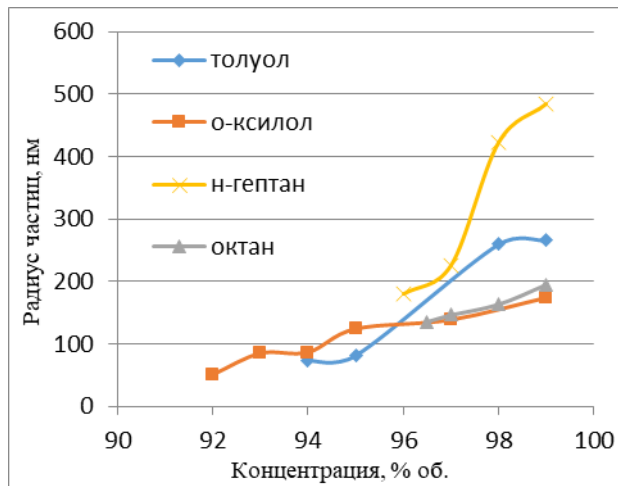


Рис. 2 Зависимость радиуса частиц от концентрации растворителей нефти Ю-Майского месторождения

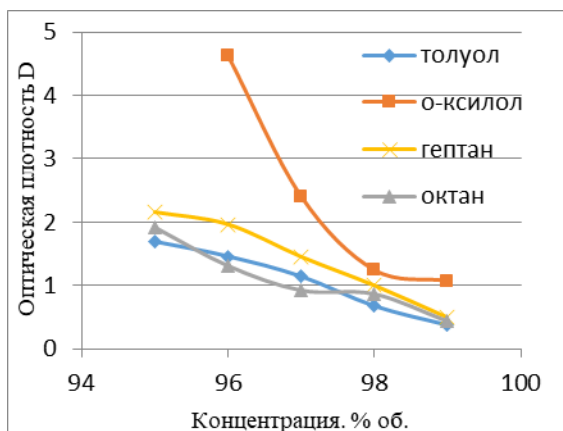


Рис. 3 Зависимость оптической плотности от концентрации растворителей нефти Рыбального месторождения

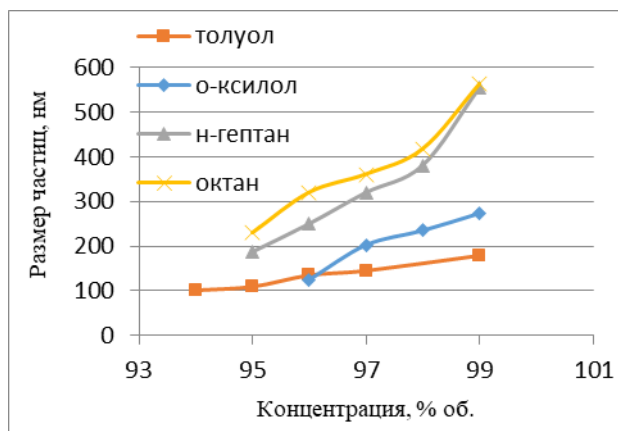


Рис. 4 Зависимость радиуса частиц от концентрации растворителей нефти Рыбального месторождения

Литература

1. Бешагина Е.В. Состав и структурно-реологические свойства асфальтосмолопарафиновых отложений в зависимости от условий их образования и химического типа нефти: Автореферат. Дис. .канд. хим. наук. – Томск, 2009. – 22 с.
2. Петренко Т.В. Исследование устойчивости асфальтенов в модельных углеводородных системах // Материалы IX Международной конференции по химии нефти и газа. – Томск, 2015. – С. 60 – 65.
3. Хромых Л.Н., Литвин А.Т., Никитин А.В. Обзор применения растворителей в процессе добычи высоковязкой нефти и природного битума // Международный научно-исследовательский журнал. – Екатеринбург, 2016. – №7. – С 163 – 167.
4. Юдина Н.В., Волкова Г.И., Лоскутова Ю.В., Прозорова И.В. Перспективные технологии подготовки нефти к транспорту // Форум «Нефть. Газ. Геология. Экология». – Томск, 2010. – С. 146 – 151.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ КИСЛОТНОГО ГРП В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

В.Р. Бадртдинов

Научный руководитель - ассистент А.М. Шагиахметов

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

От 50 до 60% современных мировых запасов нефти и значительно больше газа сосредоточены в карбонатных коллекторах, а текущая добыча углеводородных флюидов из них составляет более половины от всего извлекаемого уровня. Специфические особенности карбонатного коллекторского пространства, в частности, рительные отличия по проницаемости, деформационных изменениях, литологическая неоднородность, разносмачиваемость существенно затрудняют процессы их вскрытия и освоения. Во многом это связано с отсутствием единого стратегического подхода к процессам их первичного и вторичного вскрытия, а в особенности с существенным затруднением условий успешного использования интенсифицирующих методов, направленных на восстановление и улучшение их коллекторских свойств в призабойной зоне пласта (ПЗП).

В настоящее время одним из основных действенных методов интенсификации притока углеводородов из карбонатных объектов является применение кислотного гидравлического разрыва пласта (КГРП).

По результатам многомерного анализа выявлены следующие критерии выбора скважин-кандидатов для проведения технологии КГРП (табл.1).

Таблица 1

Оптимальные критерии скважины-кандидата

Эффективная нефтенасыщенная толщина	не менее 3 метров
Обводненность скважины	не более 27 %
Пористость пласта	2 – 23 %
Отношение пластового давления к гидростатическому	не менее 0.7
Вязкость нефти	не более 25 мПа·с
Содержание карбонатных пород	не менее 70 %
Толщина плотной карбонатной перемычки до обводненного пласта	не менее 3 метров

В настоящее время ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» проводит масштабные работы по оптимизации разработки турнейско-фаменской залежи Озерного месторождения, в рамках которых промышленное применение получила усовершенствованная технология кислотного гидроразрыва с использованием пропанта. В таблице 2 представлены некоторые показатели эксплуатации и результаты обработки кривых восстановления давления скв. 40 (КГРП) и 42 (КГРП с пропантом). [1]

Таблица 2

Показатели эксплуатации и результаты обработки кривых восстановления давления

Показатели	Скв.40 (КГРП)		Скв.42 (КГРП с пропантом)	
	до	после	до	после
Дебит жидкости, м ³ /сут	3,80	21,10	2,30	19,00
Дебит нефти, т/сут	3,78	16,96	2,29	9,88
Пластовое давление, МПа	7,60	7,14	9,18	10,66
Забойное давление, МПа	5,50	5,10	7,67	6,08
Обводненность, %	0,50	20,00	0,50	48,00
Коэффициент продуктивности КП, м ³ /(сут·МПа)	1,85	10,35	1,53	4,15
Проницаемость УЗП, мкм ²	0,0037	0,0170	0,0040	0,0122
Скин-фактор	5,15	1,10	2,80	-3,00

Большое распространение как в России, так и за рубежом получило использование кислотной системы VDA (Viscoelastic Diverting Acid) – для обработки пласта и отклонения потока рабочих жидкостей, а также кислотной системы DAD (Dynamic Acid Dispersion) – для удаления парафинистых отложений и одновременного растворения породы. Опыт проведения подобных систем был продемонстрирован компанией Total на скважине, расположенной на Хряганском месторождении. Коэффициент продуктивности составлял 1,17-2,1 м³/сут/атм. Ситуация осложнялась следующими факторами: высокое содержание парафинов в нефти (26%), суровые климатические условия, большой интервал обработки, скважина должна была обрабатываться посредством ЭЦН, присутствие сероводорода в нефти. Кислота VDA была закачана в скважину, чередуясь с DAD. После обработки скважина была запущена 11 дней спустя без каких-либо проблем. Коэффициент продуктивности при этом увеличился до 4,44 м³/сут/атм. [3]

КГРП также активно применяется на территории Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ОНГКМ), в частности на Восточном участке (ВУ), на котором преобладают карбонатные трещиноватые коллектора с высоким газовым фактором и большим содержанием сероводорода. Основной технологией кислотного ГРП являлась так называемая техника двойного ГРП (DuoFRAC), когда проводится постадийная закачка вязкого буфера (сшитый или линейный гель) и реакционной жидкости, в данном случае – 15% HCl.

На модельной скважине ххх7, по данным ГИС, в пилотном стволе была построена односкважинная модель с многостадийным гидравлическим разрывом пласта (МГРП). С помощью гидродинамического моделирования было продемонстрировано, что при вовлечении в работу ствола скважины (снижении среднего скин-фактора загрязнения по стволу до -1) годовую накопленную добычу возможно увеличить на 4% относительно базового заканчивания с

МГРП. В то же время увеличение протравленной полудлины трещины ГРП со средних 10 до 15 м приведет к увеличению накопленного дебита на 11% (рис. 1). [2]



Рис. Эффективность различных типов МГРП на скважине xxx7 [2]

В качестве отклонителя был выбран состав VDA. По результатам обработки первой скважины полученный дебит оказался выше прогнозного и выше среднего для многостадийных скважин ВУ ОНГКМ.

Выводы:

1. Анализируя представленные в таблице 2 данные, можно сделать выводы, что проведение кислотного гидроразрыва пласта по классической технологии на скв. 40 и с использованием проппанта на скв.42 привело к значительному увеличению их добычных характеристик (увеличились дебиты нефти и жидкости, коэффициенты продуктивности и проницаемости).

2. Использование кислотных систем VDA и DAD продемонстрировали свою эффективность в сложных условиях карбонатных коллекторов Харьяганского месторождения, повысив коэффициент продуктивности более чем в два раза.

3. По результатам проведения двойного ГРП с кислотным отклонителем VDA на скважине xxx7 полученная продуктивность скважины выше средних показателей скважин с МГРП на ВУ ОНГКМ. Фактическая дополнительная продуктивность скважины оценивается более чем в 15%, что является показателем высокой технологической эффективности.

Литература

1. Черепанов, С.С. Результаты проведения кислотного гидроразрыва пласта с проппантом на турнейско-фаменской залежи Озерного месторождения / С.С. Черепанов, Г.Н. Чумаков, И.Н. Пономарева // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 16. – С. 70–76.
2. Титов, И. Кислотный МГРП. Новаторский подход для карбонатных коллекторов [Электронный ресурс.] // Интернет-журнал «Oil&Gas Journal Russia». – М., 2016 – Режим доступа: <http://ogjussia.com/uploads/images/Articles/April%202016/50-55.pdf>
3. Эффективный кислотный ГРП [Электронный ресурс.] // Электрон.б-ка Шлюмберже. – М., 2007 – Режим доступа: https://www.slb.ru/library/projects/production_cs/fracturing_cs/total-effektivnyy-kislotnyy-grp/

МЕТОД РАСЧЕТА ЭФФЕКТИВНОЙ ВЯЗКОСТИ ПОЛИМЕРНЫХ РАСТВОРОВ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ РЕОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Д.В. Байрачный

Научный руководитель - ассистент И.Р. Раупов

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

Разработка химических реагентов для объектов нефтедобычи, в частности для конкретных геолого-физических условий, осуществляется путем проведения комплексных лабораторных исследований, включающих физико-химические, реологические и фильтрационные [3]. В данной работе представлены результаты теоретических и практических реологических исследований полимерных растворов и составов, применяемых для полимерного заводнения и внутрипластовой водоизоляции [1,4,5].

С технологической стороны, при закачке полимерных составов в продуктивный пласт возникает необходимость оценки критических значений эффективной вязкости. Это важно при подборе технологии внутрипластовой водоизоляции для конкретных условий, ограниченных по геолого-физическим параметрам (например, проницаемость, пористость) и техническим особенностям установок для закачки (например, подача или давление).

СЕКЦИЯ 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

По результатам наших исследований получены степенные зависимости эффективной вязкости от скорости сдвига D на примере 1% водного раствора «Геопан-М» (рис.1):

$$\mu = \frac{a}{D^b}, \quad (1)$$

где a и b – эмпирические коэффициенты. В классической теории [5] коэффициент a характеризует напряжение сдвига. Коэффициенты a и b зависят от свойств самого полимера, таких как молекулярная масса, степень гидролиза, а также от температуры и концентрации полимера в растворе.

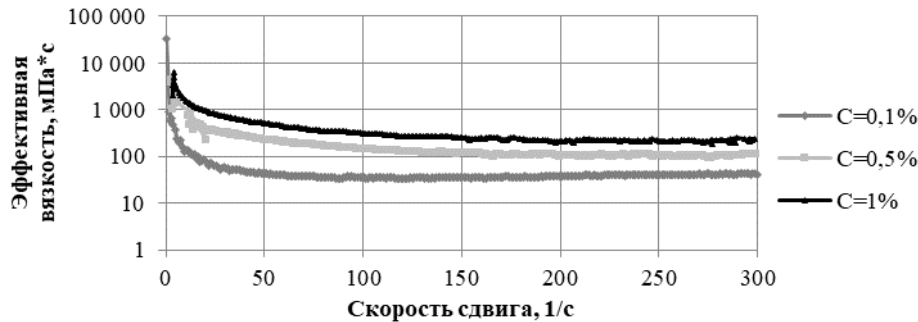


Рис. 1 Зависимость эффективной вязкости полимерных растворов с различной концентрацией полимера от скорости сдвига

При закачке в продуктивный пласт вязкость водного раствора конкретного полимера, представляющего собой линейный гель, будет зависеть от скорости сдвига и давления при постоянной пластовой температуре и отсутствии влияния внешних факторов (минерализация и т.д.) по следующей формуле согласно представленной зависимости вязкости от давления и эмпирической зависимости вязкости от скорости сдвига:

$$\mu_{PD} = \frac{\tau \cdot \exp^{\delta \cdot dP}}{D^b}. \quad (2)$$

В работе [2] предложено определение скорости сдвига в пористой среде из следующего выражения:

$$D = V \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot m}{k}}, \quad (3)$$

где V – линейная скорость фильтрации, м/с; m – пористость, д. ед.; k – проницаемость, мкм².

Линейную скорость фильтрации при плоско-радиальном течении можно определить из уравнения:

$$V = \frac{Q}{2 \cdot \pi \cdot r \cdot h \cdot m}, \quad (4)$$

где Q – расход жидкости, м³/с; r – расстояние от скважины до исследуемой точки, м; h – толщина пласта, м; m – пористость, д.ед.

Давление в любой точке пласта P при плоскорадиальной фильтрации можно определить из формулы:

$$P = P_{заб} - \frac{P_{заб} - P_{пл}}{\ln \frac{R_K}{R_{скв}}} \ln \frac{R_K}{r}, \quad (5)$$

где $P_{заб}$ – забойное давление скважины, Па; $P_{пл}$ – пластовое давление, Па; R_K – расстояние до контура питания, м; $R_{скв}$ – радиус скважины, м; r – расстояние от скважины до заданной точки пласта, м.

При этом забойное давление $P_{заб}$ можно определить из следующего выражения:

$$P_{заб} = P_{гс} + P_H - P_{тр}, \quad (6)$$

где $P_{гс}$ – гидростатическое давление, Па; P_H – давление на выходе из насоса, Па; $P_{тр}$ – потери давления при движении полимерного раствора по трубе, Па.

Обобщив данные уравнения, получим следующее выражение для прямолинейно-параллельной фильтрации:

$$\mu_{PD} = \frac{\tau \cdot \exp \left(\frac{P_{заб} - P_{пл}}{\ln \frac{R_K}{R_{скв}}} \ln \frac{R_K}{r} \right)}{\left(\frac{Q}{2 \cdot \pi \cdot r \cdot h \cdot m} \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot m}{k}} \right)^b}. \quad (7)$$

При следующих исходных данных и режимах закачки с помощью насосного агрегата (таблица) по предложенной формуле рассчитаем значения эффективной вязкости 1%-ного водного раствора полимера «Геопан – М» полимерного раствора при различных расстояниях от нагнетательной скважины до произвольно выбранной точки пласта.

На основе данных зависимостей создана программа, представляющая собой задание в среде VisualBasic. Программа предназначена для обработки входных данных (рис.2), расчета технологических параметров процесса и построения графика зависимости вязкости от расстояния от нагнетательной скважины при плоскорадиальной фильтрации. В программе учитываются: конструкция скважины, толщина пласта, пластовое давление и температура, фильтрационно-емкостные свойства пласта, тип коллектора, плотность горной породы, режимы работы насоса для закачки, изменение вязкости от скорости сдвига.

Таблица

Начальные параметры

№ п/п	Название параметра	Значение	Единицы измерения
1	a	0,247	
2	b	0,782	
3	Мощность пласта	100	м
4	Пластовое давление	18	МПа
5	σ	10^{-8}	
6	Диаметр НКТ	0,073	м
7	Пористость	0,2	д.е.
8	Проницаемость	1,2	Д
9	Радиус контура питания	350	м
10	Длина колонны НКТ	1995	м
11	Длина скважины	2000	м
12	Плотность горных пород	2600	кг/м ³
13	Расстояние от нагнетательной скважины	50	м
14	Скорость фильтрации подмётного раствора	$5,25 \cdot 10^{-6}$	м/с
15	Плотность полимерного раствора	1000	кг/м ³
16	Тип коллектора	Песчаники	
17	Диаметр втулки насоса	140	мм
18	Передача насоса	4	

Программа позволяет определить основные технологические параметры закачки полимерного раствора в пласт: потери давления на трение, забойное давление, эффективная вязкость в любой точке пласта при плоскорадиальной фильтрации (рис.3). Для контроля за процессом закачки по формуле Итона рассчитано давление гидроразрыва (ГРП) пласта:

$$P_{ГР} = \frac{\nu}{1-\nu} \cdot (P_r - P_{пл}) + P_{пл} \quad (8)$$

где $P_{пл}$ - пластовое давление; ν - коэффициент Пуассона; P_r - горизонтальная составляющая горного давления.

Вязкость раствора, при которой произойдет ГРП, определим по формуле [2]:

$$\frac{P_{ГР}}{P_r} \cdot \left(\frac{P_{ГР}}{P_r} - 1 \right)^3 = 5,25 \cdot \frac{1}{(1-\nu)^2} \cdot \left(\frac{E}{P_r} \right)^2 \cdot \frac{Q \cdot \mu}{P_r} \quad (9)$$

С помощью полученного значения вязкости на основе реологических исследований раствора можно определить допустимые концентрации полимера.

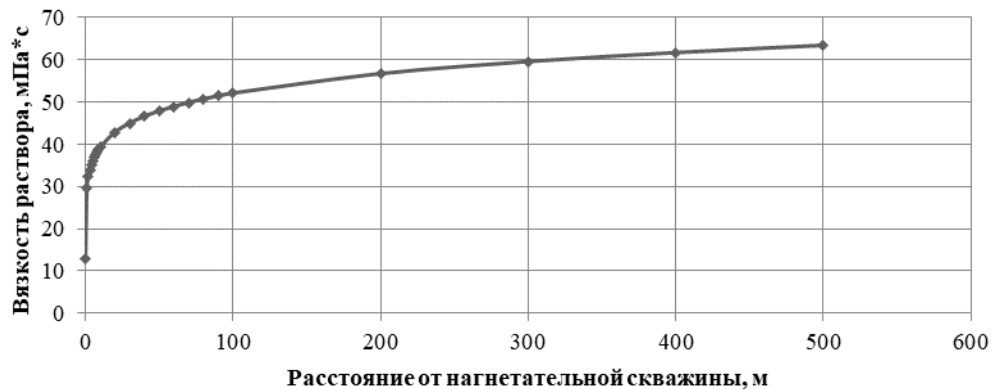


Рис.2 Определяемые технологические параметры

Программа позволит оптимизировать режим закачки полимерного раствора: рассчитывая критическую вязкость, при достижении которой может произойти гидравлический разрыв пласта, можно выбрать правильный расход полимерного раствора и давление насоса.

Литература

1. Виноградов, Г.В. Реология полимеров. / Виноградов Г.В., А.Я. Малкин. – М.: Химия, 1977. – 440с.
2. Мищенко И.Т., Сахаров В.А., Грон В.Г., Богомольный Г.И. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи. – М.: Недра, 1984. – 272 с.
3. Стрижнев, К.В. Ремонтно-изоляционные работы в скважинах: теория и практика. – СПб.: "Недра", 2010. – 560 с.
4. Раупов И.Р. Технология внутрипластовой водоизоляции терригенных коллекторов с применением полимерных составов и оптического метода контроля за процессом. / И.Р. Раупов, канд. техн. наук. Санкт-Петербургский горный университет, СПб., 2016.

5. Рогачев М.К., Кондрашева Н.К. Реология нефти и нефтепродуктов: Учебное пособие. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2000. – 89 с.
6. Шрамм, Г. Основы практической реологии и реометрии. / Перевод с английского кандидата химических наук И.А. Лавыгина. Под редакцией чл.-корр. РАН профессора В.Г. Куличихина. – Москва: "КолосС", 2003. – 312 с.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ НАСЫЩЕНИЯ НЕСТАБИЛЬНОГО КОНДЕНСАТА ДЛЯ ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА ОТБИРАЕМЫХ ПРОБ

И.А. Банчу

Научный руководитель - доцент Л.В. Шишмина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

К результатам газоконденсатных исследований предъявляются повышенные требования по информативности и достоверности оценки характеристик пластовых флюидов [2]. Цель данного исследования – определение давления насыщения нестабильного конденсата на основе двух проб-дублей нестабильного конденсата из скважины № 361 для последующей оценки качества отобранных проб нестабильного конденсата в условиях сепарации при газоконденсатных и газодинамических исследованиях.

Давлением насыщения нестабильного конденсата – называют давление, при котором газ начинает выделяться из конденсата. Давление насыщения зависит от соотношения объемов нестабильного конденсата и растворенного газа, от их состава и пластовой температуры. Для проб нестабильного конденсата, отобранного из одной и той же залежи, давление насыщения часто бывает различным. Это связано с изменением свойств и состава конденсата и газа в пределах залежи. Давление насыщения и закономерности выделения газа изучаются в лаборатории по пробам нестабильного конденсата, отобраным с забоя скважин. Величину давления насыщения необходимо знать при разработке и эксплуатации газоконденсатных залежей, чтобы возможно дольше не допускать снижения пластового давления ниже давления насыщения во избежание выделения из конденсата растворенного газа и тем самым – перехода на работу залежи при менее эффективном газовом режиме.

При проведении эксперимента по определению давления насыщения нестабильного конденсата при температуре сепарации и при 15°C используется следующее оборудование:

1. Плотномер (анализатор плотности жидкостей) Anton Paar DMA 4500 M;
2. Ячейка для измерения плотности при высоком давлении и высоких температурах DMA HP;
3. Термостат жидкостный низкотемпературный «КРИО-ВТ-01»;
4. Поршневой контейнер КП-0600-700;
5. Двухплунжерный насос (насос лабораторный ЛН 800-100);
6. Контейнер жидкостный для хранения пробы.

На рисунке 1 изображен процесс измерения давления насыщения пробы нестабильного конденсата, отобранной со скважины № 361. Стрелки на рисунке указывают направление, по которому течет жидкость.

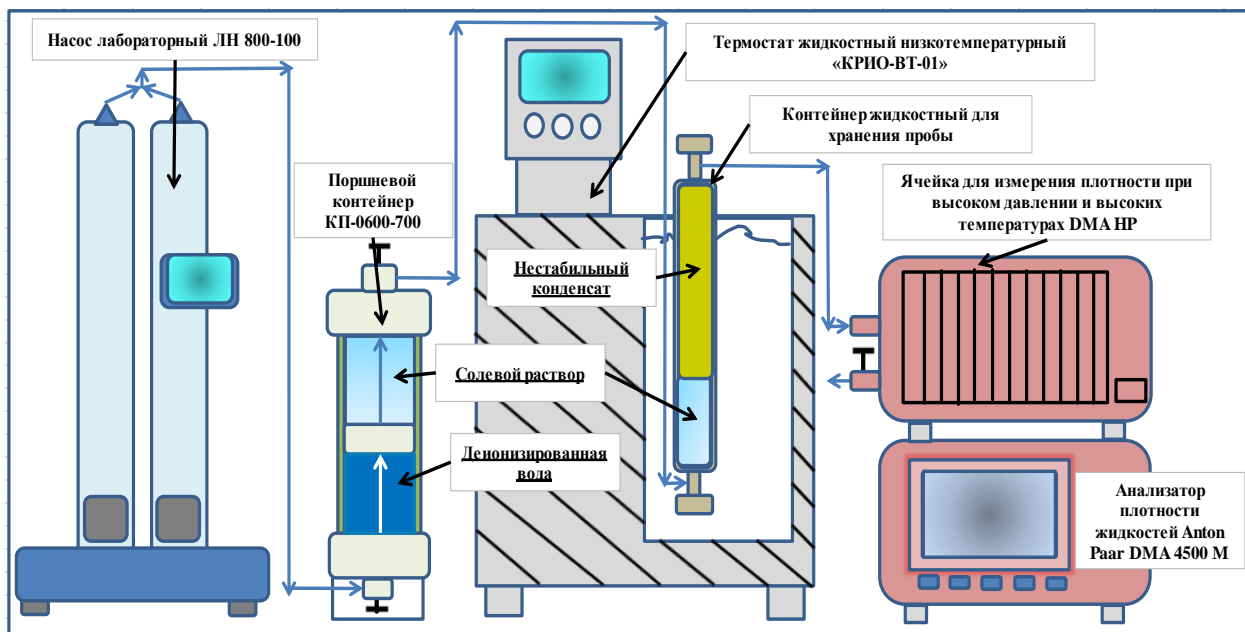


Рис. 1 Схема лабораторного оборудования для определения давления насыщения

Был проведён эксперимент по определению давления насыщения при температуре сепарации и при 15 °С по скважине № 361. В качестве средства измерения использовался плотномер Anton Paar DMA 4500 M с ячейкой высокого давления DMA HP и двухплунжерный насос ЛН-800-100. При поэтапном снижении давления по датчику

насоса фиксировалось количество жидкости, вытесненной из контейнера с пробой, на каждую ступень снижения давления. Плотномером фиксировалась плотность при каждом значении давления. За давление насыщения по показанию плотномера принималось давление, при котором показания плотности резко изменялись по отношению к предыдущему измерению, что свидетельствовало о возникновении второй фазы, что можно наблюдать на рисунке 2. Методика измерения плотности нестабильного газового конденсата изложена в СТО Газпром 5.11-2008 [1]. В качестве дополнительного средства измерения давления и количества убранный жидкости использовался двухплунжерный насос. При возникновении в контейнере второй фазы резко возрастало количество откачиваемой насосом жидкости на каждое значение изменения давления, что можно увидеть на рисунке 3. Согласно этим графикам за давление насыщения принимается последнее значение давления, лежащее на одной линии с предыдущими. Результаты эксперимента представлены в таблице.

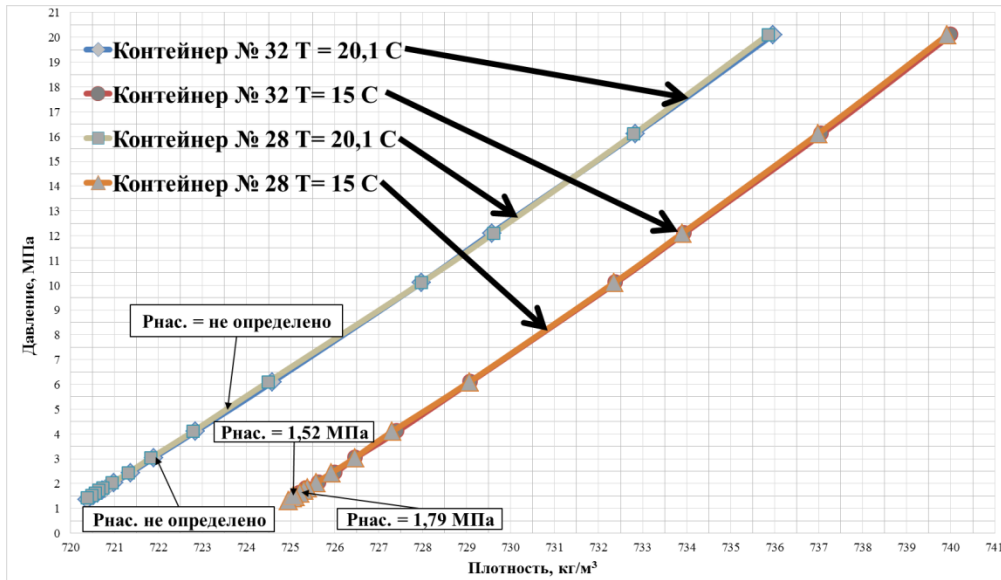


Рис. 2 Зависимость плотности нестабильного конденсата от давления скважины № 361

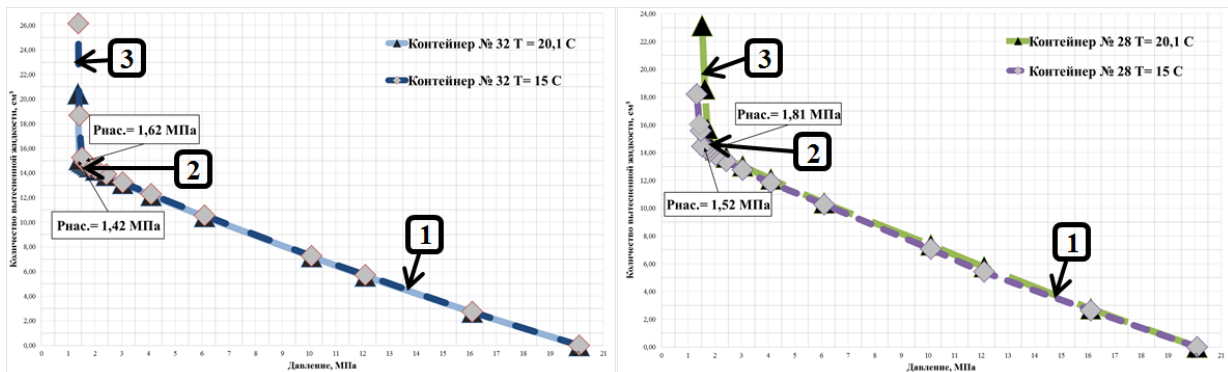


Рис. 3 Зависимости объема вытесненной жидкости от давления в пробах № 32 и 28

Таблица

Результаты экспериментального определения свойств нестабильного конденсата

Скважина, №	Контейнер, №	Нестабильный конденсат								
		$T_{сеп.}$	$P_{сеп.}$	ρ при $T_{сеп.}$ и $P_{сеп.}$	ρ при $P=10$ МПа и $T=15^\circ\text{C}$	Газовый фактор дегазации	$P_{нас.}$ (по насосу) при 15°C	$P_{нас.}$ (по плотномеру) при 15°C	$P_{нас.}$ (по насосу) при $T_{сеп.}$	$P_{нас.}$ (по плотномеру) при $T_{сеп.}$
		$^\circ\text{C}$	МПа	кг/м ³	кг/м ³	ст.м ³ /т	МПа	МПа	МПа	МПа
361	32	20,1	1,80	720,8	732,4	43,6	1,62	1,79	1,42	не определено
	28	20,1	1,82	720,7	732,4	44,4	1,52	1,52	1,81	не определено

При полном растворении газа в конденсате, изменение объема пробы будет происходить по линейному закону расширения жидкости. По мере выделения газа, образующаяся бинарная система становится всё более сжимаемой и наклон линии 3, соответствующий этому процессу, будет резко отличаться от наклона линии 1. Точка

пересечения этих линий (точка 2, рисунок 3), которые в определенном диапазоне изменения давления можно считать прямыми, и будет соответствовать давлению насыщения.

В ходе проведенных экспериментов в лаборатории ООО «ИЦ ГазИнформПласт» по определению давления насыщения при температуре сепарации и при 15 °С отобранных проб со скважины № 361 получены зависимости плотности нестабильного конденсата и объема вытесненной жидкости от давления. У пробы № 32 давление насыщения оказалось ниже давления сепарации при температуре сепарации. Возможно, на промысле температура сепарации была измерена некорректно, либо имело место нарушение технологии пробоотбора. Из этого следует, что проба не прошла оценку качества. По результатам проведенного эксперимента давление насыщения пробы № 28 соответствует давлению сепарации, проба прошла оценку качества.

Литература

1. СТО Газпром 5.11-2008 Конденсат газовый нестабильный. Общие технические условия.
2. Шарипов А.Ф., Волков А.Н. Система контроля и оценки качества газоконденсатных исследований скважин / Вести газовой науки. – 2016. – № 4. – С. 173–180.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ КОМПЛЕКСНОГО ПОДХОДА К ПОВЫШЕНИЮ КОЭФФИЦИЕНТА ОХВАТА НЕОДНОРОДНЫХ ПО ПРОНИЦАЕМОСТИ ПЛАСТОВ

Э.Б. Бахтияров

Научный руководитель - ассистент А.М. Шагиахметов

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

Нефтегазовый комплекс является важнейшим элементом всего топливно-энергетического комплекса России. Он обеспечивает более 70% потребления первичных энергоресурсов в стране, 60% их производства и является главным источником налоговых поступлений государства. Между тем основные континентальные месторождения углеводородов России, расположенные в Западной Сибири, постепенно истощаются. Начиная с 1994 года приросты разведанных запасов не компенсируют добычу. Параллельно с этим рост промышленного сектора экономики сопровождается увеличением потребности в топливе и химическом сырье. Именно по вышеуказанным причинам, наряду с освоением континентального шельфа с его огромными запасами углеводородов, одним из приоритетных направлений нефтегазовой промышленности в последние годы является повышение нефтеотдачи пластов истощающихся месторождений Западной Сибири.

В настоящее время наиболее распространенным методом поддержания пластового давления на нефтяных месторождениях является заводнение. Широкому внедрению воды в качестве агента для поддержания пластового давления способствовали такие обстоятельства, как легкость реализации технологии и высокая доступность агента. Однако, одной из наиболее распространенных проблем, связанных с закачкой воды в пласт, является преждевременное обводнение скважинной продукции и как следствие неравномерная выработка запасов в неоднородных, сложно построенных коллекторах. К примеру, на большинстве нефтяных месторождений Западной Сибири существует проблема преждевременного обводнения добывающих скважин, вызванная высокой неоднородностью коллекторов по проницаемости. Как показывает опыт, преждевременное обводнение в первую очередь связано с прорывом фронта закачиваемой воды к добывающим скважинам по высокопроницаемым пропласткам (при высокой слоистой неоднородности) или же по каналам низкого фильтрационного сопротивления (для коллекторов с развитой системой трещин как техногенного, так и природного происхождения). При этом значительные запасы нефти в низкопроницаемых зонах остаются не вовлеченными в процесс разработки, что сказывается негативно на коэффициент извлечения нефти (КИН).

Для увеличения нефтеотдачи пластов, которые характеризуются вышеописанными проблемами, широкое распространение получили методы воздействия на пласт, направленные на вовлечение в разработку ранее недренируемых или слабодренируемых зон пласта. Далее будет рассмотрена эффективность совместного применения наиболее распространенных методов увеличения нефтеотдачи (МУН), основанных именно на дововлечении ранее не участвующих в фильтрации запасов в разработку. В их число вошли потокоотклоняющие технологии (ПОТ) и гидродинамические методы повышения нефтеотдачи пласта (ПНП) [1]. Данные методы получили наибольшее распространение в России, так как являются относительно недорогими и простыми в реализации. Что же касается таких методов ПНП, как полимерное, кислотное или щелочное заводнение и закачка поверхностно-активных веществ (ПАВ), то они не нашли широкого применения в отечественной нефтяной промышленности в силу своей капиталоемкости и сложности, а также низкого эффекта на поздней стадии разработки. Также стоит отметить, что последняя группа методов ПНП не получила особого распространения на месторождениях Западной Сибири в виду того, что она характеризуется низкой эффективностью в условиях высокой неоднородности коллекторов по проницаемости: полимеры из-за своих физических и реологических свойств зачастую не попадают в низкопроницаемые пропластки и их эффективность резко снижается при наличии высокопроницаемых каналов, а ПАВ и другие химические реагенты воздействуют в основном уже на промытые ранее водой участки пласта, не вовлекая в разработку нефтенасыщенные слабодренируемые зоны.

В случаях, когда преждевременное обводнение скважин и неравномерная выработка запасов нефти связаны в первую очередь с неоднородностью пласта по проницаемости, эффективность применения тех или иных технологий ПНП определяется такими критериями, как монолитность и расчлененность пласта.

В монолитных пластах с высокой проницаемостью неоднородностью наиболее эффективны гидродинамические методы ПНП [1]. В частности, наибольшей эффективностью отличается циклическое заводнение. Этот метод предусматривает циклическое изменение режима нагнетания воды в пласт по группам скважин для создания нестационарных перепадов давления между высоко- и низкопроницаемыми частями коллектора, что способствует перетоку нефти из низкопроницаемых зон в высокопроницаемые, тем самым увеличивая коэффициент охвата пласта разработкой [2]. Однако значительные объемы нефти в низкопроницаемых зонах остаются все же не затронутыми процессами фильтрации [3]. Для более полного вовлечения запасов нефти в разработку рекомендуется сочетать циклическое заводнение с потокоотклоняющими технологиями, особенно при условии роста проницаемости в разрезе пласта сверху вниз. Потокоотклоняющие технологии основаны на закачке в нагнетательные скважины ограниченных объемов специальных реагентов, предназначенных для снижения проницаемости высокопроницаемых пропластков и каналов (вплоть до их блокирования), с целью создания более равномерного фронта вытеснения и уменьшения прорывов воды к добывающим скважинам. Как показывают опыт применения [4] и результаты гидродинамического моделирования [5], при закачке в пласт потокоотклоняющего состава в конце периода остановки (снижения давления) нагнетательной скважины, он проникает в высокопроницаемые пропластки с наибольшей селективностью за счет наибольшего снижения давления в них. При последующей закачке, вода за счет уменьшения проницаемости высокопроницаемых пропластков будет преимущественно поступать в низкопроницаемые пропластки, вытесняя при этом нефть в высокопроницаемые пропластки.

В сильно расчлененных пластах наибольшей эффективностью отличаются потокоотклоняющие технологии [1]. Причем эффективность мероприятий значительно повышается при комплексном применении ПОТ в нагнетательных скважинах совместно с форсированным отбором жидкости из добывающих скважин (ФОЖ) [6]. Метод ФОЖ основывается на том, что при повышении депрессии на пласт создается разность давлений между пропластками с разной проницаемостью, за счет чего нефть из низкопроницаемых пропластков вовлекается в поток. При этом прирост добычи нефти происходит в основном за счет целиков остаточной нефти, которые вовлекаются в процесс дренирования за счет перераспределения потоков закачиваемой воды по площади высокопроницаемых зон. Опираясь на вышесказанное, можно сделать вывод о том, что для значительного увеличения конечного КИН не достаточно применения потокоотклоняющих технологий даже совместно с ФОЖ. Для значительного роста КИН необходимо проведение селективного отключения обводненных высокопроницаемых пропластков совместно с селективной стимуляцией низкопроницаемых пропластков (соляно-кислотная, глино-кислотная обработки скважин и др.) в добывающих скважинах для их вовлечения в разработку. Совместное применение данных методов увеличения нефтеотдачи приведет к взаимоусилению их эффектов. При этом проведение таких мероприятий целесообразно с точки зрения повышения нефтеотдачи лишь после выработки целиков остаточной нефти из высокопроницаемых пропластков, а с экономической точки зрения – на начальных этапах повышения КИН и борьбы с обводнением.

Для коллекторов месторождений Западной Сибири, как правило, свойственны высокие значения коэффициента расчлененности и низкие значения коэффициента песчанитости, что соответствует коллекторам с немоналитным геологическим строением. Согласно проведенному анализу эффективности применения методов ПНП, для таких пластов-коллекторов в первую очередь необходимо рассматривать применение потокоотклоняющих технологий в качестве основы для комплексной технологии. Необходимо рассмотреть также целесообразность последующего после ПОТ применения методов увеличения нефтеотдачи, направленных на повышение коэффициента вытеснения нефти (закачка в пласт растворов ПАВ, растворителей и т.д.). Результаты анализа эффективности ПАВ-заводнения указывают на то, что в условиях обводненности добываемой продукции более 60-70% применение ПАВ практически не приводит к увеличению нефтеотдачи пласта. Это связано, как правило, с тем, что при высоких значениях обводненности в пласте уже имеются промытые высокопроницаемые каналы, в которые вытесняющий агент поступает в первую очередь. Применение МУН, направленных на повышение коэффициента вытеснения, совместно с потокоотклоняющими технологиями позволит добиться более адресного воздействия довытесняющего агента: он будет проникать преимущественно в низкопроницаемые пропластки, где повышение коэффициента вытеснения наиболее необходимо. На сегодняшний день уже имеются положительные результаты проведения опытно-промышленных работ по совместному применению ПАВ-заводнения и потокоотклоняющих технологий на ряде месторождений Западной Сибири [7]. Более того, применение водных растворов ПАВ в качестве вытесняющего агента способствует улучшению таких показателей, как приемистость нагнетательных скважин, давление нагнетания и др. Результаты исследований указывают на то, что растворы ПАВ способны уменьшать набухаемость глин в 1,2 раза, увеличивать приемистость нагнетательных скважин до 70%, повышать работающую толщину пласта на 10-40%, а также уменьшать коррозию оборудования [8].

В завершении необходимо обозначить направления дальнейших исследований. Необходимо на основании имеющегося опыта применения подобрать наиболее подходящий для условий месторождений Западной Сибири потокоотклоняющий состав и реагент для повышения коэффициента вытеснения нефти, а также разработать оптимальную технологию их совместного применения.

Литература

1. Куликов, А.Н. К вопросу оптимального сочетания и последовательности применения технологий ограничения водопритоков и повышения нефтеотдачи пластов при разработке залежей нефти различного типа / А.Н. Куликов, Л.А. Магадова, Д.Ю. Елисеев // Нефтепромысловое дело. – 2014. – №1. – С. 25-34.
2. Ваганов, Ю.В. Технология комплексного воздействия на нефтяную залежь в период поздней стадии разработки / Ю.В. Ваганов, А.В. Кустышев, А.К. Ягафаров // Нефтепромысловое дело. – 2014. – №11. – С. 5-10.

3. Грачев, С.И. Решение одной задачи нестационарного заводнения / С.И. Грачев, В.А. Коротенко, А.К. Ягафаров // Проблемы топливно-энергетического комплекса Западной Сибири: сб. науч. тр. / ТО РАЕН. – Тюмень: Вектор-Бук, 2009. – С. 241-245.
4. Джафаров, И.С. Эффективность применения интегрированной технологии нестационарного адресного воздействия на пластах Ермаковского месторождения / И.С. Джафаров, А.А. Боксерман, Э.Л. Лебин и др. // Нефтяное хозяйство. – 2000. – №9. – С. 65-68.
5. Куликов, А.Н. Гидродинамический механизм и принципы моделирования комплексной технологии выравнивания профиля приёмистости нагнетательных скважин / А.Н. Куликов // Нефтепромысловое дело. – 2005. – №10. – С. 18-25.
6. Щелкачев, В.Н. Форсированный отбор жидкости как метод интенсификации добычи нефти / В.Н. Щелкачев. – М.: Гостоптехиздат, 1946. – 285 с.
7. Поляков, В.Н. Комплексное воздействие на остаточные запасы высокотемпературных пластов, представленных полимиктовыми низкопроницаемыми коллекторами / В.Н. Поляков, А.П. Чижов, А.В. Чибисов и др. // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения. – Уфа: Монография, 2012. – №1 (6). – С. 106-113.
8. Петров, Н.А. Повышение качества заканчивания скважин с полимиктовыми коллекторами нефти: учеб. пособие / Н.А. Петров. – Уфа: УГНТУ, 2010. – 68 с.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИИ ASP - ЗАВОДНЕНИЯ

С.Д. Белова

Научный руководитель – доцент В.В. Коновалов

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

Эффективность извлечения нефти из нефтеносных пластов современными, промышленно освоенными методами разработки во всех нефтедобывающих странах на сегодняшний день считается неудовлетворительной. Средняя конечная нефтеотдача пластов по различным странам и регионам составляет от 25 до 40%. Остаточные или неизвлекаемые промышленно освоенными методами разработки запасы нефти достигают в среднем 55-75% от первоначальных геологических запасов нефти в недрах. Еще в более широком диапазоне (30 – 90%) изменяются остаточные запасы нефти по отдельным разрабатываемым месторождениям, в зависимости от сложности строения и условий разработки. Остаточные запасы нефти являются важнейшими перспективами для развития нефтедобычи хотя бы потому, что они превышают НИЗ месторождений в среднем в 2,5-3 раза [1].

В настоящее время требуется создание и совершенствование технологий увеличения нефтеотдачи пластов на заводненных нефтяных месторождениях, содержащих значительные остаточные запасы на освоенных и обустроенных объектах [2]. Именно для данных месторождений перспективно применение комплексных химических методов воздействия на пласт, обеспечивающих увеличение коэффициентов вытеснения и охвата одновременно [3].

Среди химических методов увеличения нефтеотдачи принято выделять полимерное заводнение, вытеснение нефти водными растворами ПАВ, щелочное заводнение, мицеллярно-полимерное (МПЗ) и щелочь-ПАВ-полимерное заводнение (ASP-заводнение). Промысловые испытания показали, что наибольшая эффективность характерна для МПЗ и ASP-заводнения, за счет способности влиять на коэффициент вытеснения и коэффициент охвата.

Для ASP-заводнения предложено использование многокомпонентных составов, из которых три компонента являются базовыми - ПАВ, щелочной агент и полимер, а остальные (кислородсодержащие соединения, соли, растворители, со-ПАВ и т.д.) необходимы для придания дополнительных технологических свойств разрабатываемым составам (регулирование стабильности составов, вязкости, деэмульгирующей способности, исключения осадкообразования и т.д.).

Щелочной агент (А - alkali) помогает защитить раствор ASP от двухвалентных ионов, снижает адсорбцию ПАВ на породе и образует при контакте с «активной» нефтью дополнительные поверхностно-активные компоненты, которые приводят к снижению межфазного натяжения. Он также изменяет смачиваемость породы и регулирует солёность. В качестве щелочного агента наиболее часто используют гидроксид и карбонат натрия, силикат натрия, фосфат натрия, гидроксид аммония и т.д.

Применение ПАВ (S - Surfactant) в растворах для ASP-заводнения способствует уменьшению поверхностного натяжения на границе «вода-нефть». Чаще всего используются анионные ПАВ: нефтяные сульфонаты, алкиларилсульфонаты, внутренние олефинсульфонаты, алкоксисульфаты, эфирсульфаты [4]. Очень часто, как правило, для придания составу ультранизких межфазных натяжений на границе с нефтью, используют смеси анионных ПАВ с неионными, катионными и цвитерийными ПАВ.

Полимер (P – polymer) повышает эффективность вытеснения за счет увеличения вязкости состава для ASP. Используются два типа полимеров: полиакриламид, как правило, частично гидролизованый (HPAM), и полисахарид – ксантановую смолу.

Среди различных технологий повышения нефтеотдачи пластов метод ASP-заводнения прошел экспериментальные и пилотные испытания и широко применяется во многих странах мира (Канада, США, Китай, Индия, Россия и др.) более 20 лет [5]. В целом технология ASP-заводнение подходит для месторождений с успешно работающим заводнением на терригенных коллекторах. Обобщенный международный опыт активного применения и исследования ASP-систем показывает повышение КИН от 15% до 26%. В таблице приведены результаты существующих проектов ASP-заводнения нефтяных месторождений.

Несмотря на положительные опытно-промысловые испытания технологии, отмечается и ряд ее недостатков: сравнительно высокие эксплуатационные затраты (высокая стоимость и необходимость большого

объема реагентов); адсорбция ПАВ; хроматографическое разделение компонентов состава в процессе фильтрации через породу; снижение приемистости нагнетательных скважин; повышенное солеобразование и возможность образования вязких водонефтяных эмульсии, и как следствие более сложный по сравнению с традиционным процесс подготовки нефти; логистические сложности по доставке реагентов и необходимость дополнительных затрат на формирование инфраструктуры по приготовлению составов на промысле.

Опыт промысловых и лабораторных испытаний технологии ASP- заводнения позволяет выделить несколько основных этапов развития технологии:

- унификация методик исследований для эффективного подбора составов и оценки эффективности ASP-заводнения в лабораторных условиях, совершенствование гидродинамического моделирования заводнения пласта с использованием комплексных реагентов, определение возможности масштабирования полученных результатов на промысловые условия;

- совершенствование технологии применения ПАВ (понимание условий, приводящих к изменению поведения составов при движении по водо- и нефтенасыщенным пластам; выбор типа, состава и объема оторочек до и после подачи реагента с целью уменьшения потерь ПАВ при последующей закачке оторочки ASP-состава, оценка перспектив циклической закачки реагентов и т.д.);

- совершенствование составов (достижение ультранизких значений межфазного натяжения; составы с регулируемой вязкостью; селективные «самоотклоняющиеся» системы; применение смесевых ПАВ, снижение концентрации активных компонентов и применение новых типов ПАВ). В целях минимизации расходов на дорогостоящие компоненты, особый интерес представляют работы, направленные на разработку низкоконцентрированных составов. Сохранение технологической эффективности при низких концентрациях ПАВ возможно при тщательном подборе компонентов раствора или/и использованием ПАВ, обладающих более высокой поверхностной активностью. В последнее время опубликовано множество работ, посвященных синтезу и испытаниям новых ПАВ. Например, в работе [6] обсуждается использование димерных анионных ПАВ обладающих высокой эффективностью, за счет низких значений критической концентрации мицеллообразования, возможности достижения ультранизких межфазных натяжений на границе с нефтью и водой и более высокой солюбилизующей способностью. Другим важным направлением совершенствования составов МР является изучение мицеллообразования смесей ПАВ, позволяющих изменять в широких пределах свойства разрабатываемых составов.

Таблица

Результаты существующих проектов ASP-заводнения нефтяных месторождений

Название проекта	Тип коллектора	скв. доб/наг	Начало закачки	Прирост КИН
Daqing Китай (ASP 1)	песчаник	9/4	1994	21%
Daqing Китай (ASP 2)	песчаник	4/1	1995	25%
Daqing Китай (ASP 3)	песчаник	12/4	1996	19%
Daqing Китай (ASP 4)	песчаник	4/3	1997	23%
Daqing Китай (ASP 5)	песчаник	12/6	1997	20%
Daqing Китай (ASP 6)	песчаник	27/17	2000	18%
Shengli Китай	песчаник	10/6	1992	15.5%
Karamay (Китай)	конгломераты	4/1	1995	25%
Tanner field (Канада)		-	2000	17%
Taber Glauconitic (Канада)		-	2008	15%
West Kiehl (США)		-	1987	26%
Cambridge (США)		7/-	1993	20%
Sho Vel Tum (США)		-	1998	16,2%
West Moorcroft		-	1991	15%
Lawrence (США)	песчаник	-	2007	21%
«СПД» Западная Сибирь (Россия)	песчаник	2/5	2013	15%

Литература

1. Муслимов Р.Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее: учебное пособие. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2014. – С. 36-37.
2. Максимов В.М. Научная статья на тему «О современном состоянии нефтедобычи, коэффициенте извлечения нефти и методах увеличения нефтеотдачи», 2011.
3. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений: учебник для вузов. – М.: Недра, 1990. - С. 135-136.
4. Liu S, Zhang DL, Yan W, Puerto M, Hirasaki GJ, Miller CA. Favorable attributes of ASP flooding. Soc Pet Eng J 2008;13 (1): p. 5-16.
5. Manrique E, Thomas C, Ravikiran R, Izadi M, Lantz M, Romero J, et al. EOR: current status and opportunities. SPE Paper 130113 presented at the 2010 SPE Improved Oil Recovery Symposium. Tulsa, Oklahoma, U. S.A., 24-28 April. Society of Petroleum Engineers; 2010. p. 1-21.

6. Холмберг, К. Поверхностно-активные вещества и полимеры в водных растворах / К. Холмберг, Б. Йёнссон, Б. Кронберг, Б. Линдман; пер. с англ. – М.: БИНОМ. Лаборатория знаний, 2007 – 528 с.

ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Ю.С. Березовский, А.С. Трушко

Научные руководители: доцент О.С. Чернова, доцент Г.М. Татьяна

Национальный Исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящий момент в нефтегазовой индустрии существует тенденция роста доли трудноизвлекаемых запасов. Количество нефти, которую можно добыть стандартными методами, сокращается, необходимо искать способы разработки запасов нефти, ранее считавшихся нерентабельными.

Одним из наиболее перспективных направлений для дальнейшего развития является разработка палеозойских отложений. В Томске имеется более 20 месторождений в которых содержится более 100 млн т нефти доюрского комплекса (вполне возможно, что реальное число значительно выше, однако низкий уровень изученности приводит к тому что большая часть запасов еще не разведана).

Основными особенностями палеозойских отложений являются:

- Сложное геологическое строение, большая глубина залегания;
- Блоковая структура, значительное количество разломов, порово-трещиновато-кавернозный тип коллектора;

- Низкое качество ядерного материала, осложнения при бурении (за счет трещин);

- Недостаточный опыт разработки, низкий КИН;

- Проблемы с коррозией, АСПО;

- Недостаток данных для учета трещиноватости;

В среднем текущий коэффициент нефтеизвлечения не превышает 0,18, большая часть месторождений не вовлечена в разработку.

Процесс разработки существенно осложняет глубина залегания залежи (что становится причиной роста стоимости бурения скважины), а также наличие большого числа трещин, ограничивающий применение закачки воды для поддержания пластового давления (прорывы воды к добывающим скважинам).

Другим негативным фактором, встречающимися при разработке палеозойских отложений Томской области, является высокая содержание асфальто-смоло-парафиновых веществ, приводящее к закупориванию скважин.

Также свое влияние на процесс разработки (в частности использование электроцентробежных насосов) оказывают высокий газовый фактор и высокая коррозионная активность добываемого флюида, существенно сокращающая межремонтный период работы скважин.

Для решения проблемы с коррозионной активностью на месторождении X Томской области была применена технология использования хромированных НКТ с содержанием хрома 13 % (JFE 13Cr, Япония), что позволило увеличить срок работы НКТ со 180 суток до 895. Однако стоит отметить, что межремонтный период скважины изменился незначительно, поскольку проблема коррозии остального скважинного оборудования сохранилась. Необходимы дальнейшие испытания по увеличению срока работы ЭЦН, кабеля.

Для борьбы с высоким газовым фактором используются винтовые насосы. В настоящий момент технология находится на этапе испытаний, выводы делать пока преждевременно.

Также низкая привлекательность разработки доюрских коллекторов зачастую связана с высокими рисками не подтверждения ожидаемых показателей при бурении. Это объясняется использованием поровой модели коллекторов для расчета параметров работы скважин на доюрском комплексе.

Принципиально иное строение залежи (зон локализации запасов и процесса фильтрации флюида) требует использование модели двойной пористости и двойной трещиноватости, что в свою очередь требует проведение исследований по определению свойства пласта – FMI-исследований.

Однако имеются и положительные особенности, оказывающие позитивное влияние на разработку палеозойских отложений.

На большой глубине нефть залегают при достаточно высокой температуре, что позволяет избежать проблем с высокой вязкостью.

Другим положительным фактором является массивное строение залежи (эффективные толщины могут превышать 100 м), которое позволяет поддерживать пластовое давление за счет естественного расширения флюида при снижении давления.

На месторождении X в Западной Сибири коэффициент извлечения нефти из замкнутого блока превысил 0,3, одна из скважин отобрала порядка 300 тыс. т, а ее текущий дебит составляет 80% от начального, проблемы с падением пластового давления не наблюдаются.

Также высокое значение начальных нефтенасыщенных толщин позволяет достигать высоких дебитов даже при низкой проницаемости.

Трещиноватое строение коллектора позволяет получать крайне высокие дебиты жидкости в случае попадания ствола скважины в высокопродимую трещину. На месторождении У Томской области был получен дебит нефти порядка 160 т/сут., при этом после извлечения 160 тыс. т. дебит нефти составил 150 т/сут.

В связи с этим рекомендуется бурение пологих скважин, под углом 30 градусов к горизонту – данная технология позволяет увеличить охват пласта, а также проходку скважины по коллектору в 2 раза.

Третьим положительным фактором строения доюрских коллекторов является их слабая вертикальная связанность, что позволяет использовать изоляцию обводнившихся слоев. Данная технология была опробована и успешно применена на месторождении X (рисунок 1).



Рис. 1 Мероприятия по дополнительной перфорации

Скважина №214 (рисунок 2) отработала 10 лет, накопила порядка 40 тыс. т. нефти, в связи с ростом обводненности дальнейшая работа скважины стала нерентабельной. Обводнившийся интервал был изолирован, после чего проведена перфорация вышележащего интервала, что позволило значительно снизить обводненность и повысить дебит нефти. После того как данный интервал был отработан (добыто дополнительно 18 тыс. т.), была произведена его заливка с последующим дострелом верхнего интервала, в настоящий момент дополнительно добыта 21 тыс. т., эффект продолжается.

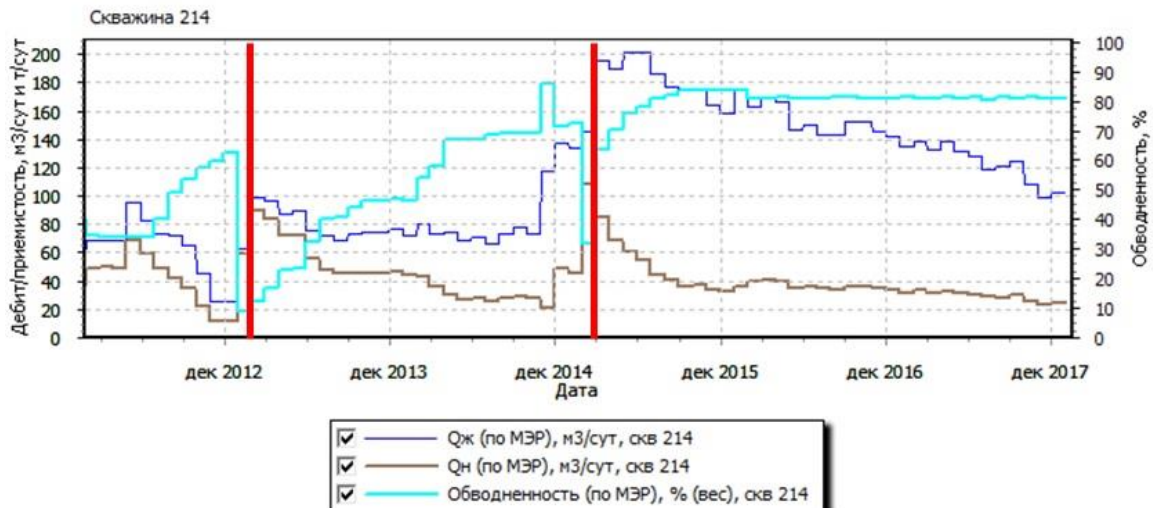


Рис. 2 Показатели работы скважины №214 после проведения операции

Из вышесказанного стоит отметить, что разработка палеозойских отложений имеет большие перспективы для дальнейшего применения, однако в настоящий момент накопленный опыт недостаточен, необходимо испытание новых технологий и поиск более современных методов. Это возможно за счет использования существующей инфраструктуры – на большей части месторождений уже сформирована система поверхностного обустройства, что позволяет существенно снизить капитальные расходы, а также позволяет доизучить месторождение при помощи добуривания скважин (активно применяется на месторождении X).

Литература

1. Персянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – ООО «Недра-Бизнесцентр». 2000 – С. 347-433.
2. Орлов А., Климов М., Самороков С., Осипенко А., Лямкина О., Близинок 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. Ракутько А.Г., Буракова Л.П., Лукьяненко Н.Д. Оценка состава и свойств асфальто-смоло-парафиновых отложений // Поиски и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь: Сб. науч.тр. БелНИПИнефть. –Гомель: -2004. – Вып.5. – Ч.1. – С.289-296.

**ПОДБОР ОПТИМАЛЬНОЙ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ
КОЛЛЕКТОРОВ ГОРИЗОНТАЛЬНЫМИ СКВАЖИНАМИ С МНОГОСТАДИЙНЫМ
ГИДРАВЛИЧЕСКИМ РАЗРЫВОМ ПЛАСТА НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ С**

Ю.С. Березовский, А.С. Трушко

Научные руководители: доцент О.С. Чернова, доцент Г.М. Татьяна

Национальный Исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящий момент в нефтегазовой индустрии остро стоит проблема разработки низкопроницаемых коллекторов со значением начальных нефтенасыщенных толщин менее 10 метров.

Для таких коллекторов зачастую неэффективно применение наклонно-направленных скважин с гидравлическим разрывом пласта, поскольку получаемый дебит нефти оказывается ниже экономического предела рентабельности и не окупает затраты на бурение.

В связи с этим в последние годы набрала популярность технология бурения горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта – данная технология позволяет сократить количество скважин для бурения, увеличить стартовые показатели работы скважины, продлить время работы, имеет более высокую экономическую эффективность.

По месторождению С в 2017 году за счет опробования разведочной скважины произошел прирост геологических запасов на 1750 тыс т. (рисунок 1)

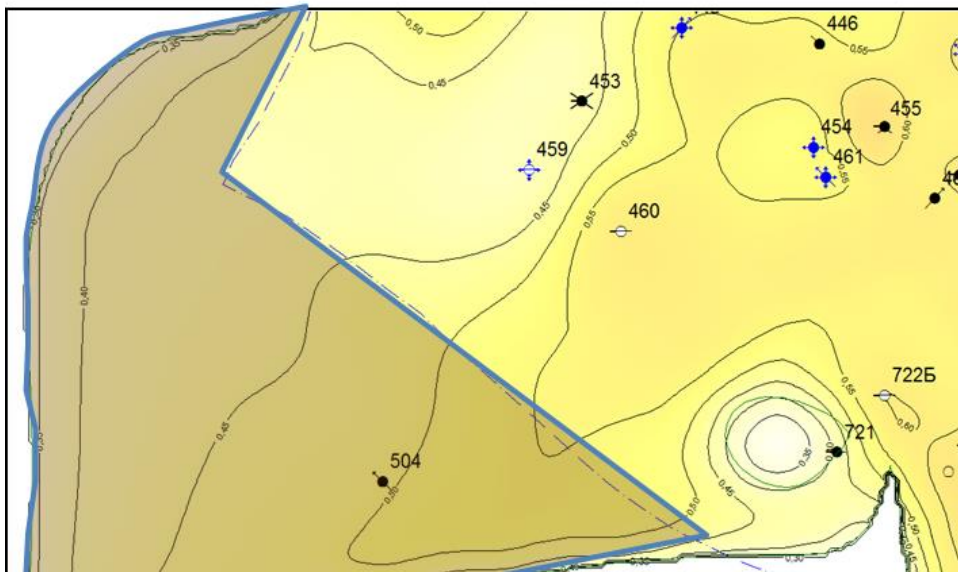


Рис. 1 Зона прироста запасов по месторождению С

Для выбора наиболее эффективного варианта разработки на начальной стадии было рассчитано 3 варианта – применение наклонно-направленных скважин с гидравлическим разрывом пласта, горизонтальных скважин и горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта (рисунок 2).

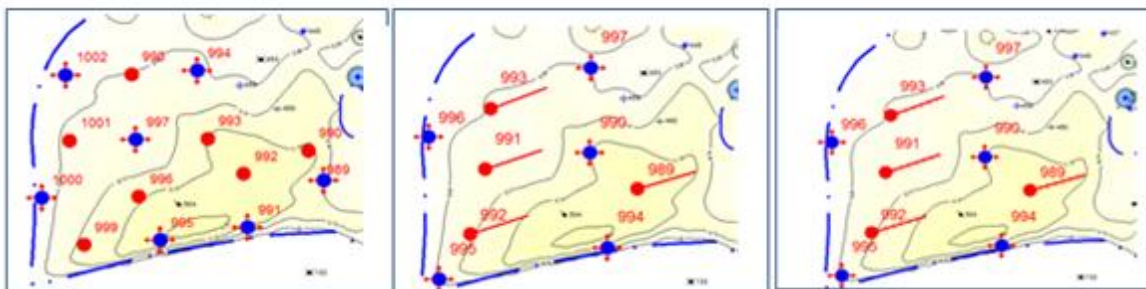


Рис. 2 Варианты разработки зоны прироста запасов

Для варианта с горизонтальными скважинами было выбрано направление для бурения с юго-запада на северо-восток (перпендикулярно региональному стрессу) – в связи с наибольшим потенциалом получаемых дебитов.

На секторной модели данного участка были рассчитаны различные варианты, экономическая оценка показывает - наиболее выгодным вариантом является бурение горизонтальных скважин длиной 700 метров с расстоянием между рядами добывающих и нагнетательных скважин 500 метров – рисунок 3.

Для варианта 3 было подобрано оптимальное расстояние между стадия многостадийного гидравлического разрыва пласта, и получено, что для выбранной длины скважины (700 м) оптимально проводить 7 стадий (рисунок 4).

По результатам расчетов оптимальным получился вариант 3, он достигает наилучшего коэффициента извлечения нефти, а также позволяет достигать наибольшей экономической эффективности (таблица).

Применение технологии бурения горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта позволяет существенно увеличить КИН, а также улучшить рентабельность проекта.

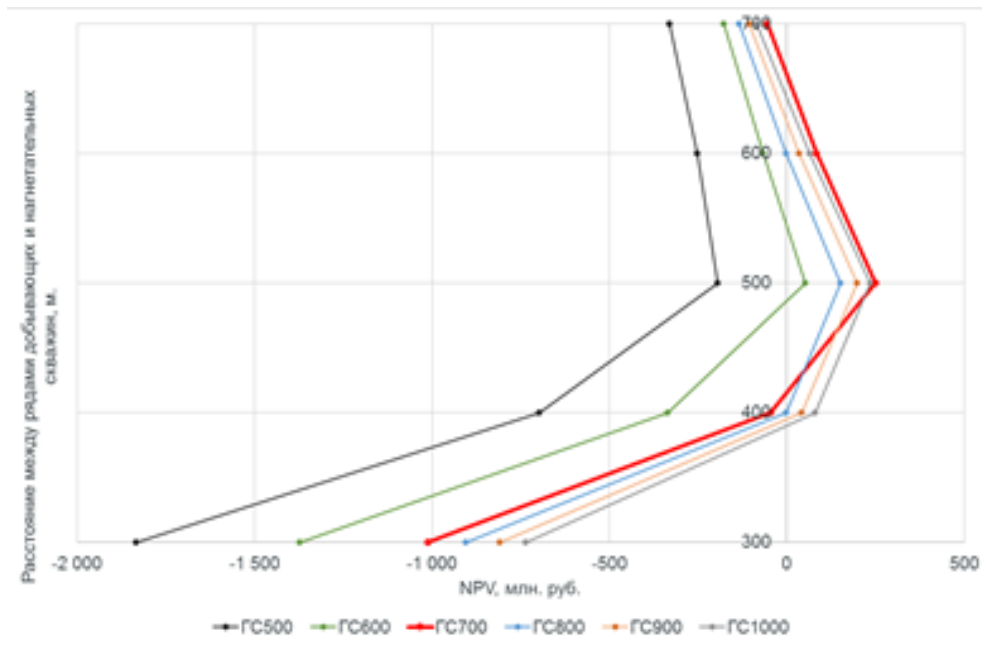


Рис.3 Обоснование плотности сетки и длины ствола горизонтальной скважины

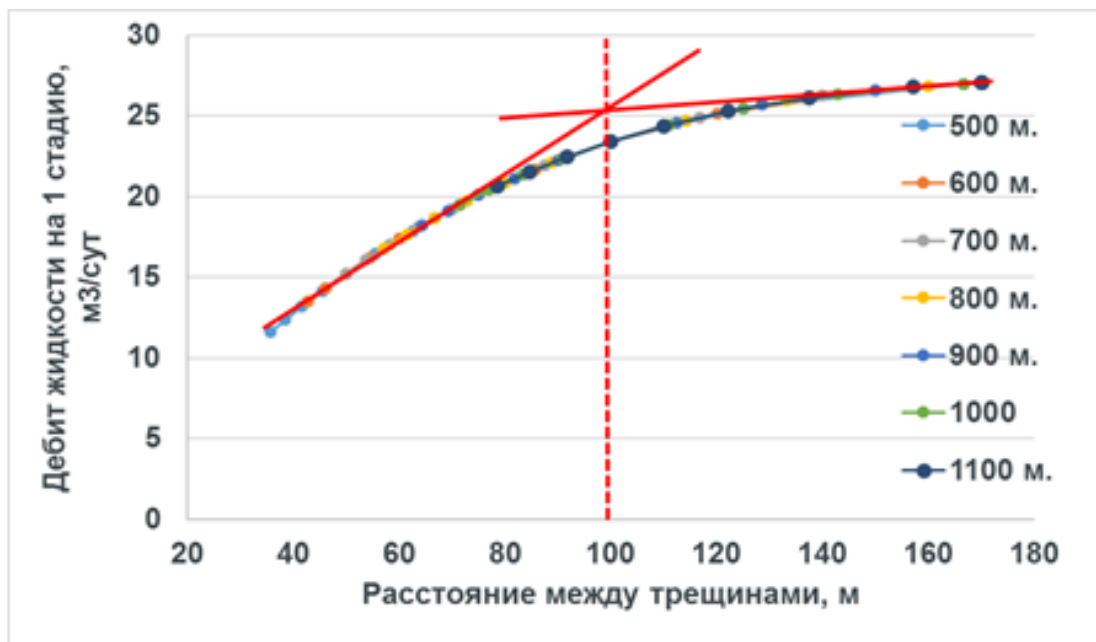


Рис. 4 Обоснование количества стадий при проведении многостадийного ГРП

Таблица

Результаты расчета		
Вариант	КИН, д.е.	ЧДД, млн. р
Вариант 1 (ННС + ГРП)	0,152	-169
Вариант 2 (ГС)	0,184	164
Вариант 3 (ГС+МГРП)	0,220	241

Стоит отметить, что при расчетах направление ствола выбиралось перпендикулярно региональному стрессу, для получения перпендикулярных трещин, позволяющих увеличить охват по пласту, а также добиться более высоких стартовых дебитов. Однако данная сетка имеет менее равномерное вытеснение, по сравнению с продольной системой трещин.

В дальнейшем в работе планируется расчеты вариантов на модели с применением «Local Grid Refinement» - уменьшение размера сетки в модели для учета процесса фильтрации в окколоскважинной зоне. Это позволит учесть процессы фильтрации из пласта к трещинам и более корректно оценить степень выработки запасов в случае перпендикулярного и продольного варианта распространения трещин многостадийного гидравлического разрыва пласта.

Литература

1. Персянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – ООО «Недра-Бизнесцентр». 2000 – С. 347-433
2. Понграц Р., Кувшинов И.К., Латкин К.Э. Эволюция технологии гидравлического разрыва пластов в России. // SPE114876. – 2008.
3. Мартюшев Д.А., Мордвинов В.А. Изменение дебита скважин нефтегазоконденсатного месторождения при снижении пластовых и забойных давлений. // Нефтяное хозяйство. 2014. – №1. – С. 67–69.
4. Цейтлин С.Д., Мирзоев Г.Г., Кашик А.С. Новая технология оптимизации добычи. // ROGTEC – Российские нефтегазовые технологии. 2014. – September.

ПРИМЕНЕНИЕ ИСКУССТВЕННЫХ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ РАСЧЕТА ДАВЛЕНИЯ НАСЫЩЕНИЯ ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ

А.А. Билялов

Научный руководитель – профессор И.В. Гончаров

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В случае расхождения принятой в модели свойств нефти согласно уравнению состояния (EoS) от фактических данных, применяются методы расчета при помощи PVT – корреляций. Используемые корреляции далеко не всегда дают точные результаты ввиду того, что они построены на основе данных по определенному региону (Норвегия, Саудовская Аравия, США и пр.). Как правило, условия залегания и природы нефти от месторождения к месторождению могут значительно отличаться, что обуславливает различия в PVT – свойствах. В данной работе была опробована новая методика расчета давления насыщения пластовой нефти, основанная на использовании обучения искусственных нейронных сетей. Также было проведено сравнение используемой методики с наиболее часто применяемыми на практике PVT – корреляциями.

Давление насыщения, это – давление при котором из пластовой нефти начинает выделяться растворенный газ. Определение давления насыщения важно при разработке месторождения, чтобы не допустить разгазирования нефти в призабойной зоне. При разгазировании может образоваться газовая шапка, гидраты наличие которых усложнит приток нефти.

Известно, что давление насыщения напрямую зависит от ряда факторов, таких как газосодержание, плотность газа, плотность сепарированной нефти, температура пласта. Для определения такого рода сложных многопараметрических зависимостей и используются нейронные сети.

Искусственные нейронные сети представляют собой математическую модель, построенную по принципу организации и функционирования биологических нейронных сетей. Они позволяют находить сложные взаимосвязи между несколькими группами параметров. Работа выполнялась при помощи инструмента NNTool в программе Matlab. Схематически механизм работы использованных в работе двухслойных нейронных сетей можно представить следующим образом (Рисунок).

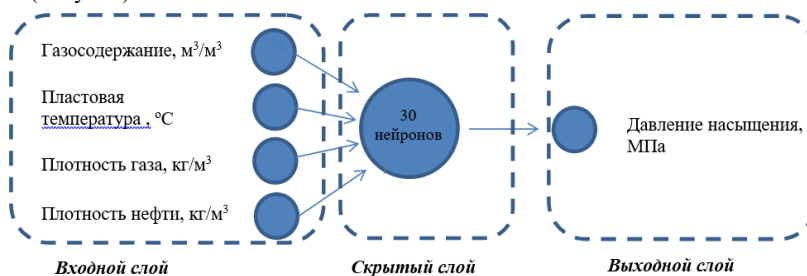


Рис. Структура двухслойной нейронной сети

В созданную нейронную сеть были загружены данные по 544 исследованиям пластовой нефти с месторождения К, из которых 70 % были использованы для обучения, 15 % для проверки и оставшиеся 15 % для валидации. Нейроны были обучены по механизму Levenberg – Marquardt с алгоритмом обратного распространения ошибки.

Способность нейронных сетей подсчитывать давление насыщения ограничена входными данными, используемыми на стадии обучения, поэтому ниже предоставлены максимумы и минимумы в пределах которых происходило обучение

Таблица 1

Диапазон используемых для тренировки нейронной сети данных

Показатель	Плотность газа, кг/м ³	Газосодержание, м ³ /м ³	Пластовая температура, °С	Плотность сепарированной нефти, кг/м ³	Давление насыщения, МПа
Минимум	0.78	12.36	58	740	3.2
Максимум	1.937	406	130	865	26.1

Также для проверки эффективности полученной нейронной сети было подсчитано давление насыщения пластовой нефти с использованием наиболее распространенных PVT – корреляций, таких как Vasquez and Beggs, Standing и Glaso. Во всех трех корреляциях входные параметры те же, что и для нейронных сетей.

Таблица 2

Результаты сравнения полученных данных

Показатель	Нейронные сети	Vasquez and Beggs	Standing	Glaso
Средняя относительная погрешность	0.06	0.25	0.13	0.25
Средняя абсолютная погрешность, МПа	-0.9296	4.053213	2.532342	4.019074
Максимальная относительная погрешность	0.53	0.04	0.03	0.04
Минимальная относительная погрешность	-2.98	-0.72	-0.73	-0.94

В результате была рассчитана нейронная сеть, которая позволяет определять давление насыщения. Полученная нейронная сеть имеет большую точность по сравнению с PVT- корреляциями. Однако ее применимость ограничена используемыми для обучения данными. Таким образом, она может быть применима только для группы месторождений, находящихся в одном регионе, и имеющих схожие условия образования и залегаания.

Литература)

1. Standing, M.B. 1981. Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems, ninth edition. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers of AIME.
2. Standing, M.B. 1947. A Pressure-Volume-Temperature Correlation for Mixtures of California Oils and Gases. API Drilling and Production Practice (1947): 275-287.
3. Vasquez, M. and Beggs, H.D. 1980. Correlations for Fluid Physical Property Prediction. J Pet Technol 32 (6): 968-970. SPE-6719-PA.
4. Glasø, Ø. 1980. Generalized Pressure-Volume-Temperature Correlations. J Pet Technol 32 (5): 785-795. SPE-8016-PA.
5. Ballabio, D. and M. Vasighi, 2012. A MATLAB toolbox for Self Organizing Maps and supervised neural network learning strategies. Chemometrics and Intelligent Laboratory Systems, 118: 24–32.
6. Буриченко, М. Ю., Иванцев О. Б., Букреева О. В. Использование программного пакета Matlab для построения искусственных сетей нейронных сетей // Электроника та системи управління. – 2011. – № 3 (29). – с. 120– 123.

**ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СКВАЖИН В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ
ЭКСПЛУАТАЦИИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ЧАЙВО**

П.С. Бочкарев

Научный руководитель – старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Газовый фактор является одним из важнейших параметров разработки месторождений. По его изменению можно делать выводы о внутрипластовом разгазировании нефти, прорыве верхнего газа к забою скважины или о заколонных перетоках.

Доказано, что при снижении давления ниже оптимального возникают условия, при которых скважина теряет устойчивость и переходит в газовый режим. Это объясняет трудности, возникающие при добыче нефти и конденсата из оторочек газовых месторождений. Качественное объяснение этого явления заключается в следующем: при создании депрессии на пласт при некотором значении забойного давления, называемом оптимальным, газовый конус поднимается к перфорационным отверстиям. При этом газовое содержание флюида в скважине начинает увеличиваться, а забойное давление еще сильнее уменьшается, что способствует дальнейшему росту газового конуса и дальнейшему снижению забойного давления. Иными словами, возникает положительная обратная связь. Это, в

СЕКЦИЯ 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

конечном счете, приводит к оттеснению нефти от перфорационных отверстий и переключению скважины в газовый режим [1].

Фактические уровни добычи нефти в основном соответствуют предварительным прогнозам, сделанным при проектировании берегового комплекса подготовки Чайво. Однако реальные темпы роста газового фактора оказались значительно выше предполагаемых, и к концу 2007 добыча газа на месторождении достигла предельной величины, что привело к необходимости регулирования дебитов скважин, вплоть до полной остановки. Поэтому применяемые в настоящее время на месторождении геолого-технические мероприятия в основном направлены на снижение газового фактора в добывающих скважинах.

Для этих целей на месторождении Чайво в добывающих скважинах установлено оборудование регулирования притока (ICD-фильтры (от англ. ICD – inflow control device)), выполняются операции по капитальному ремонту скважин (КРС) для изоляции газопритока, оптимизируется режим работы скважин (циклическая эксплуатация).

Первоначальной мерой для снижения добычи газа было регулирование дебита скважин с наибольшим газовым фактором при помощи фонтанных штуцеров. Этот метод был эффективен, хотя и имел определенные ограничения: поскольку скважины проектировались как высокодебитные, в них были спущены НКТ большого диаметра, поэтому минимальный устойчивый дебит был достаточно высоким и многие скважины не могли фонтанировать на штуцерах небольшого диаметра.

Также было отмечено, что в результате временного прекращения эксплуатации скважин газовый фактор снижался на некоторое время после их открытия. На рисунках 1-2 приведена фактическая динамика дебита нефти и газового фактора скважин X и Y. Из рисунков видно, что периодическая остановка скважины приводит к временному снижению газового фактора, а в период работы скважины газовый фактор снова увеличивается. Дальнейшее закрытие скважины повторяет цикл снижения газового фактора.

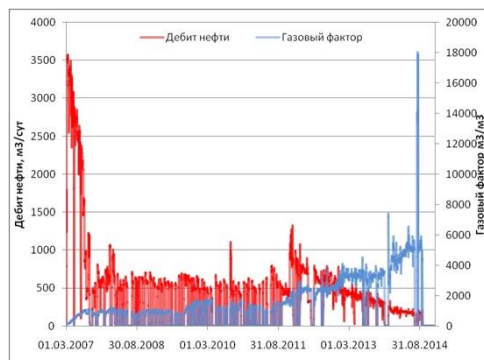


Рис.1 Динамика дебита нефти и газового фактора скважина X

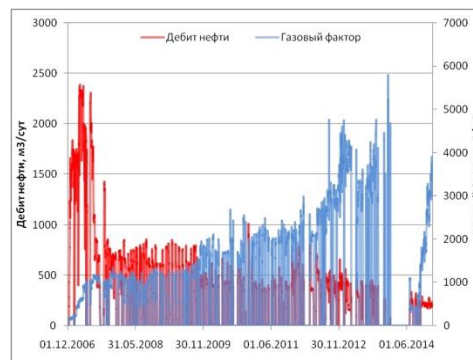


Рис.2 Динамика дебита нефти и газового фактора скважина Y

С целью оптимизации добычи в краткосрочном и среднесрочном плане на месторождении была внедрена технология, предусматривающая циклическую (периодическую) эксплуатацию и штуцирование с учетом работы скважин. При выполнении анализа кратковременной плановой остановки скважин были созданы специальные модели, при помощи которых для каждой скважины определены оптимальные циклы работы/простоя и диаметры штуцеров. Инструкции по циклической эксплуатации, как правило, составляются на четырехнедельный период, при этом каждую неделю их регулируют с учетом конкретных условий на тот момент времени. Такая циклическая эксплуатация скважин обеспечивает достаточную гибкость при поддержании среднего дебита скважины и позволяет довольно эффективно стабилизировать или снижать газовый фактор в некоторых скважинах. Однако этот метод имеет ряд недостатков:

- сложность регулирования ввиду дискретности изменений (дебит газа отдельных скважин может превышать 10% от дебита всего месторождения);
- в некоторых скважинах наблюдается переток газа в нефтяные интервалы, что приводит к увеличению газового фактора при открытии скважин;
- эффективность данного метода является наибольшей в период образования конусов газа и в дальнейшем постепенно снижается по мере приближения ГНК к забойу скважины.

С целью оптимизации режимов работы скважин на месторождении Чайво была выбрана технология регулирования притока, внедрение которой обеспечивает решение вышеуказанных проблем без использования дорогостоящих и сложных интеллектуальных технологий заканчивания скважин. Устройство регулирования притока используется для регулирования перепада давления по стволу скважины в пределах границ продуктивного пласта-коллектора с целью сокращения притока из высокопроницаемых интервалов и, соответственно, с целью увеличения притока нефти из интервалов с более низкой проницаемостью. На уровне высокопроницаемого интервала устанавливается заградительная муфта, в результате чего в интервале возникает большой перепад давления. Тем самым сокращается приток из данного интервала, что в свою очередь ведет к долевым росту притока из других интервалов. Благодаря установленным наружным (разбухающим) пакерам обсадной колонны, поток не может обойти ICD-фильтр по заколонному пространству в стволе скважины. На рисунке 3 показана типичная компоновка заканчивания в пластах месторождения Чайво.

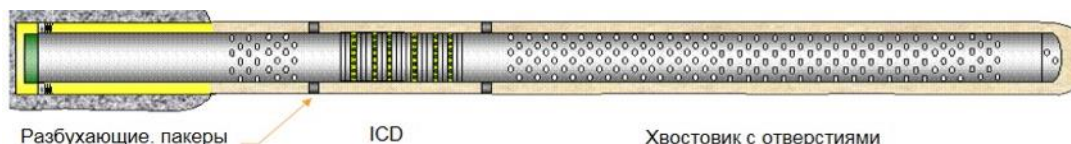


Рис. 3 Схема заканчивания скважины с устройством регулирования притока (ICD)

В настоящее время устройство регулирования притока установлено в ряде скважин. Так как ICD-фильтры устанавливаются при строительстве скважин, то оценить эффективность их использования возможно только по результатам моделирования. Расчеты показали, что на объектах X и Y устройство регулирования притока позволило существенно снизить газовый фактор, и в условиях ограниченной производительности берегового комплекса подготовки по газу, дополнительно добыть около 2,1 млн. т. нефти.

На рисунке 4 показана оконечная труба хвостовика с установленным на ней ICD-фильтром. Жидкость поступает в трубу через противопесочный фильтр и затем проходит через указанные на фото керамические насадки. В результате происходит падение давления между горной породой и трубой.



Рис. 4 Конструкция устройства регулирования притока (ICD)

Фильтры ICD на основе штуцера обеспечивают более однородный профиль притока вдоль скважины, гарантируя более высокую добычу нефти из низкопроницаемых зон коллектора и задерживая нежелательный газ или воду. Кроме того, в случае обводнения скважины система будет ограничивать приток флюида по сравнению со стандартной системой заканчивания [2].

В целях оптимизации производительности берегового комплекса подготовки основные геолого-технические мероприятия направлены на снижение добычи газа. Применяемые методы: установка оборудования регулирования притока (ICD-фильтры) и циклическая эксплуатация. Все выполненные мероприятия показали высокую эффективность, рекомендуется для дальнейшего применения на месторождении, и могут быть предложены для эксплуатации скважин на месторождениях со схожими геолого-физическими особенностями.

Литература

1. Цейтлин С.Д., Мирзоев Г.Г., Ихсанов А.И., Кашик А.С. Новая технология оптимизации добычи нефти и/или газоконденсата из оторочек газовых резервуаров и нефтяных месторождений, содержащих нефть с высоким газовым фактором // «Приборы и системы разведочной геофизики». – Саратов, 2014. – Т.49 – С. 25-33.
2. Offshore Magazine [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-66/issue-8/north-sea/petro-canada-positioning-de-ruyter-as-potential-dutch-oilfield-hub.html>. - Petro-Canada positioning De Ruyter as potential Dutch oilfield hub (дата обращения: 20.12.2017).

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН МЕТОДОМ «АНАЛИЗ ДОБЫЧИ»

И.С. Ванчев, Фам Фу Лонг

Научный руководитель – старший преподаватель Е.Г. Карпова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Метод Анализа добычи (Production analysis) является с одной стороны хорошим дополнением традиционным методам анализа ГДИС на неустановившихся режимах фильтрации (КВД, КВУ, КПУ), так и самостоятельным инструментом, позволяющим провести оценку параметров пласта и скважины.

Гидродинамические исследования скважин являются неотъемлемой частью разработки любого месторождения. Результаты этих исследований используются при планировании геолого-технологических мероприятий, анализе текущего состояния разработки месторождений и составлении проектных документов на разработку месторождений. Однако, их проведение практически всегда связано с остановкой добывающих скважин, что влечет за собой потери нефти в дополнение к затратам на сами исследования.

СЕКЦИЯ 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Одним из решений подобной проблемы является использование метода Анализа добычи в ПО Карра Topaze. Проведённые опытные исследования шести скважин продемонстрировали удовлетворительную согласованность с результатами традиционных КВД и подтвердили перспективность данного направления в условиях максимизации добычи ХХХ месторождения.

Анализ добычи начали применять в 1920-е гг. на чисто эмпирической основе в качестве финансового инструмента. В 1940-х гг. была опубликована формулировка экспоненциала постоянного давления, гиперболической и частотной характеристик падения дебита (Арпс, 1945). В 1960-е гг. появились первые ряды палеточных кривых (палетки Фетковича). Появление производной Бурдэ и персональных компьютеров серьезным образом изменили анализ добычи в 1980-1990-е гг. Блэйсингейм и др. ввели палеточную кривую переменных дебитов и переменного давления в виде двойного логарифмического графика зависимости коэффициента продуктивности от времени материального баланса, дополненного эквивалентом производной Бурдэ. Таким образом, уже к концу 1980-х гг. в теории стали доступны современные средства, однако лишь недавно они нашли коммерческое применение, в частности, в программе Topaze, в которой и было произведено исследование данной скважины. Движение вперед в области Анализа добычи ускорилось на рубеже 1990-х и 2000-х годов, в частности благодаря разработке стационарных манометров.

Для проведения данного исследования было отобрано 6 наклонно-направленных эксплуатационных нефтяных скважин пласта ВК₁, разных участков ХХХ площади. Все выбранные скважины эксплуатируются механизированным способом (ЭЦН) и оснащены системой телеметрической системой. Пять из них находятся в опорной сети и 1 скважина относится к высокотонажным.

Основная цель данного исследования – в течение длительного времени отслеживать параметры работы скважины (давление и дебит), на основе полученной зависимости сделать прогноз дальнейшего изменения добычи и оценить параметры пласта и скважины на основе метода Анализа добычи. Обработка исходных данных была произведена в ПО Карра (Workstation G5) "Topaze" и "Saphir".

Анализ для каждой скважины проводился в три этапа:

- на первом этапе были проанализированы входные данные, их качество и степень корректности: качество данных пяти рассматриваемых скважин было охарактеризовано как удовлетворительное; по шестой скважине качество охарактеризовано как неудовлетворительное.
- на втором этапе – построена аналитическая модель, учитывающая только рассматриваемую скважину;
- на третьем этапе проанализировано влияние соседнего фонда скважин – построена численная модель и сделан прогноз изменения дебита жидкости. Таким образом, для четырех из пяти скважин в ходе численного моделирования получено удовлетворительное качество совмещения смоделированной кривой и дебита, как показано на графике, приведенном далее, что является косвенным подтверждением достоверности полученных в ходе интерпретации оценок параметров.

Таким образом, полученные в рамках исследований Анализа добычи параметры скважины были сопоставлены с результатами, полученными при интерпретации методом КВД.

Таблица

Сравнение результатов исследований

Дата ГДИС	Δt час	Вид ГДИС	Рпл (ВДП), кгс/см ²	k, мД	Полный скин-фактор
04-09.06.2016	122	КВД ТМС	89.62	5.18	-4.50
28.08-02.09.2016	124	КВД ТМС	90.08	5.21	-4.50
16-21.12.2016	115	КВД ТМС	90.20	5.10	-4.50
17.01.2016 – 25.01.2017	8986	АД	88.89	6.21	-4.53

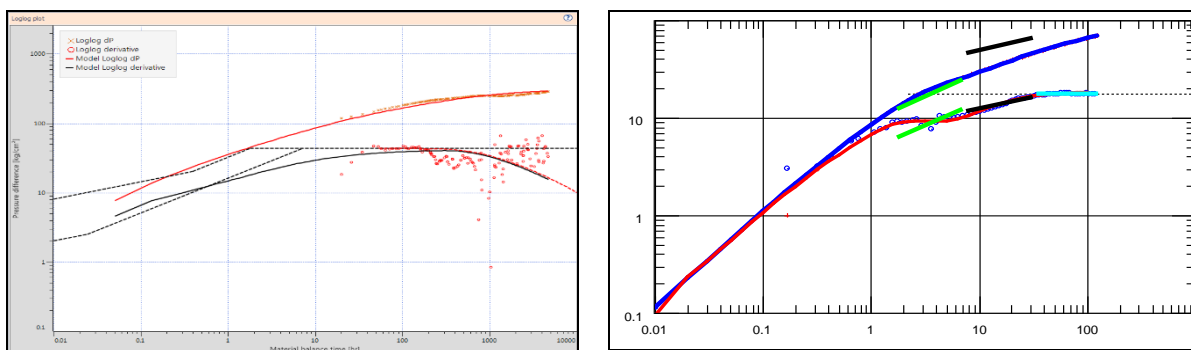


Рис. Сопоставление диагностических графиков АД и КВД (28.08-02.09.2016) скважины № 1634 ХХХ месторождения

Значения проницаемости, определенные по результатам Анализа Добычи и по КВД, несколько отличаются между собой. Данный факт, вероятнее всего, вызван тем, что записи давления КВД и Анализа Добычи производилась датчиком ТМС с низкой разрешающей способностью. Производные давлений замеров имеет зашумленный вид, что затруднило диагностирование режимов течения. Положения позднего радиального режима течения были выбраны в конце исследования в середине интервала шума. Таким образом, значения проницаемости могут нести в себе долю погрешности.

Пластовые давления, полученные по результатам Анализа Добычи для всех скважин, согласуются со значениями, определенными по предыдущим КВД ТМС, а также с актуальными картами изобар.

Литература:

1. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов М., 2006 г.
2. Методическое руководство по гидродинамическим, промыслово-геофизическим и физико-химическим методам контроля разработки нефтяных месторождений. РД-39-100-91. – М.: Миннефтепром, ВНИИ, 1991. – 540с.
3. Оливье Узе. Анализ динамических потоков – выпуск 4.10.01. – Карра, 2008. – 358с.

ИССЛЕДОВАНИЕ И КОМПЛЕКСНОЕ ПРИМЕНЕНИЕ ГИДРОАЭРОМЕХАНИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ ПРИ ПОДГОТОВКЕ ГАЗА
П.В. Волков

Научный руководитель – профессор П.Н. Зятиков
 Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение

В настоящее время проблема образования гидратов на внутрипромысловых и магистральных трубопроводах очень актуальна. Скопление гидратов в сечении трубы приводит к уменьшению пропускной способности, дополнительной дросселиции потока, а в некоторых случаях и его полной остановке. Основным методом борьбы с гидратообразованием в промышленных масштабах - подача метанола в объеме идентичному сечению трубопровода, его длины и степени оседания и прилипания гидратов на участке. Также применяют подогрев газа или корпуса трубопроводов. [1]

1 Образование гидратов

Гидратообразованием называется процесс объединения молекул газа с водой, возникающий при уменьшении температуры и увеличения давления газожидкостного потока внутри трубопровода. Данная реакция приводит к образованию гидратов, которые представляют собой белые кристаллы, похожие на снегообразную кристаллическую массу. На (рис. 1) указаны параметры образования кристаллов гидрата метана. [1]

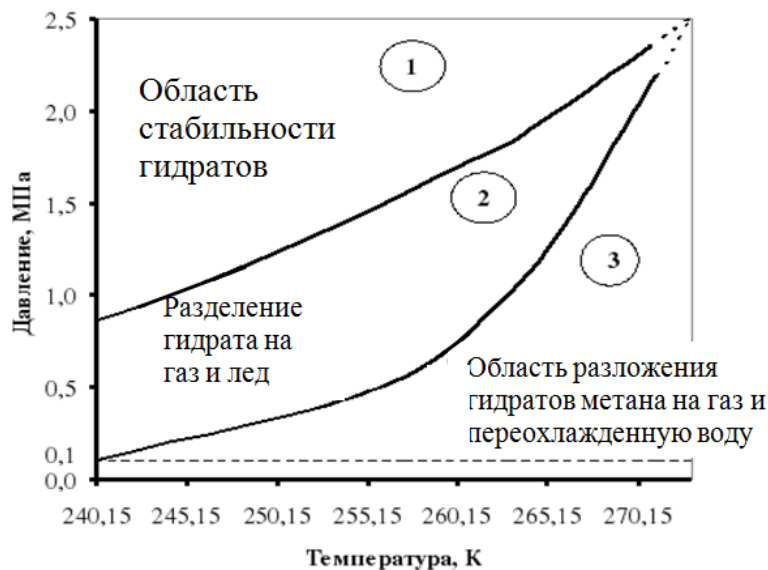


Рис.1 Области образования и разрушения гидратов газа метана [1]

2 Разделение эмульсии в аппаратуре совместной подготовки нефти и воды

Газ, поступающий из скважин, содержит влагу в жидкой и паровой фазе. Жидкая фаза извлекается сепараторами различной конструкции. С помощью установок осушки газа на головных сооружениях снижается содержание паров воды. При низком качестве осушки газа в газопроводе конденсируется влага и образуются кристаллогидраты, в результате чего снижается его пропускная способность. Максимальное содержание влаги в газе (в г на 1 м³сухого газа) приблизительно определяют по графику при температуре 20 °С и давлении 0,1013 МПа. [2], [3]

Кроме основных условий образования гидратов, существуют побочные: турбулентность движения газа, пульсации, наблюдающиеся при работе двигателей, резкие повороты ЛЧ МГ, сужения трубы и другие факторы, приводящие к перемешиванию газового потока. [4] Местонахождение гидратной пробки определяют замером давления на трассе по повышенному перепаду давлений на каком-либо участке при помощи радиолокационной антенны и передвижной радиолокационной станции, просвечиванием труб гамма-излучением с помощью

радиоизотопного прибора РИК-6М. Максимальное содержание влаги (при полном насыщении) зависит от состава газа, возрастая с увеличением содержания тяжелых углеводородов, сероводорода и углекислого газа и снижаясь с повышением содержания азота. [5]

3 Установка для теплофизического воздействия для предотвращения гидратообразования

Целью данной разработки является создание экспериментальной установки для борьбы с гидратообразованиями гидроаэромеханическими методами. Пропускная способность установки должна быть до 100 м³/час газа в реальных условиях. [6]. В качестве моделирования процесса борьбы с гидратообразованием предложена схема (рисунок 1), которая включает баллон с сжатым газом (азот, воздух, 40 л), эжектор с кольцевым соплом и приёмной воронкой, циклон с форбункером и его подогревом и фильтр для очистки газа. Основные задачи, которые решались в рамках физического моделирования экспериментальной установки:

- расчет подачи гидратов на установку, обеспечивающие их смешение и максимальную степень улавливания в результате прохождения через циклон;
- определение тепловых и газодинамических потоков внутри аппарата и оптимальных конструктивных параметров установки;
- определение оптимальных рабочих параметров работы установки - температуры, давления, расходов исходных гидратов, температуры и давления на установке и другие характеристики, влияющие на процесс удаления гидратов;
- выдача рекомендаций к проектированию опытного аппарата.

Механизм разрушения и удаления гидратов на экспериментальной установке: в приемную воронку 1 помещается лед (который по своим свойствам наиболее близок к кристаллам гидратов) с дисперсностью частиц до 8 мм. Из баллона через регулятор давления 4 и игольчатый вентиль 5 подается воздух с необходимым давлением на эжектор 2. В результате эжекционного эффекта образуется движения газового потока с кристаллами льда по транспортной трубе (Ди = 20 мм), затем двухфазный поток поступает в циклон 8, который отделяет твердую примесь потока, и отправляет его вниз в форбункер с подогревом 9, где лед (в реальной системе – гидрат) разрушается. Газ продолжает движение дальше, где выходит из системы, а на выходе происходит процесс улавливания в приемной камере 13 (фильтр). Схема экспериментальной установки представлена на (рис.2).

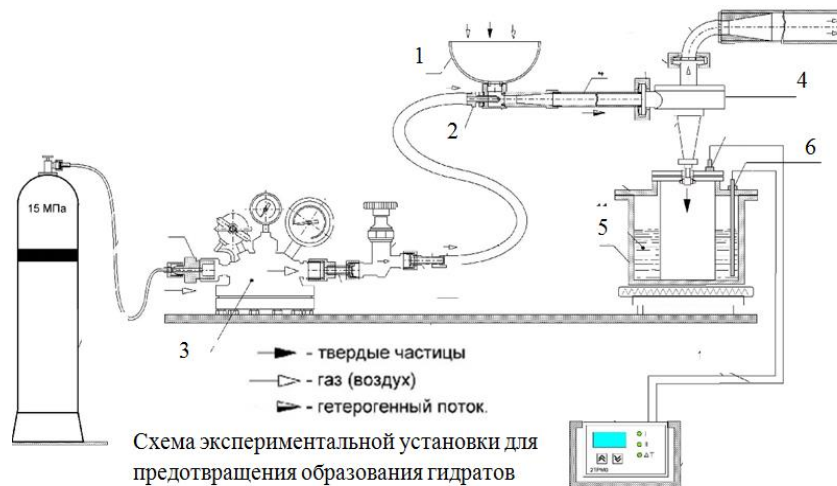


Рис.2 Экспериментальный стенд улавливания гидратов: 1 – воронка приемная; 2 – эжектор; 3 – регулятор давления; 4 – циклон; 5 – форбункер; 6 – датчик температуры

Основные требования к физической модели установки улавливания гидратов:

1. Газ-имитатор, который будет использоваться в экспериментальном стенде – воздух, азот;
2. Диапазон изменение расхода газа – от 20 м³/ч до 100 м³/ч. При расходе воздуха 50 м³/ч через диаметр трубопровода 20 мм средняя скорость потока газа будет 44.21 м/с. Давление газа в трубопроводе от 1атм. до 2 атм. Температура газа в трубопроводе от 50С – 250С;
3. Отношение диаметра транспортного трубопровода к диаметру (наибольшему сечению) частиц гидрата 3. Число Рейнольдса: $Re = v\rho d/\mu$, где v – характерная скорость газа, м/с; ρ - плотность газа, кг/м³; d - внутренний диаметр трубы, м; μ - динамическая вязкость, Па с. При скорости потока газа 44.21 м/с число Рейнольдса: $Re = 58933$, развитое турбулентное течение;
4. Длина и внутренний диаметр трубопровода экспериментальной установки – $L = 800$ мм, $d = 20$ мм.
5. Материал трубопровода – сталь;
6. Массовая концентрация частиц в трубопроводе – 0.08 – 1;
7. Подача льда с помощью эжектора. Массовый расход льда – от 3 до 20 кг/ч;
8. Необходимо измерение температуры в форбункере;
9. Необходимо измерять расход воздуха;
10. Взвешивать массу льда до начала и после эксперимента;
11. Мощность электронагревателя составляет 2 кВт.

Литература

1. Бухгалтер Э.Б. Метанол и его использование. – М.: Недра, 1986. – 240 с.
2. Бучинский С.В. Управление тепловыми режимами гидратообразования с учетом конструктивных особенностей промысловых трубопроводов: Автореферат. Дис. канд. геол.-минер. наук. – Тюмень, 2002г. – 19 с.
3. Ахмедов М.И. Технология очистки метанолсодержащих сточных вод нефтегазоконденсатных месторождений // Нефтяное хозяйство. – Москва, 2016. – № 5. – С. 106 – 108.
4. Кутепов А.М., Терновский И.Г., Кузнецов А.А., Гидродинамика и гидроциклон. Журнал прикладной физики, 2008, №12, сс. / 145-149.
5. Мансуров Р.И., Брил Д.М., Эмков А.А., Основные направления развития технологий и технологии очистки нефти и воды на месторождениях // Нефтяная промышленность. – Москва, 2009 – №9, С. 54 – 62.
6. Мустафаев А.М., Гутман Б.М., Теория и конструкция гидроциклона. Баку: 1999, 172 стр.

СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ БОРЬБЫ С МЕХАНИЧЕСКИМИ ПРИМЕСЯМИ И МЕТОДЫ ИХ РЕШЕНИЯ

П.В. Волков

Научный руководитель – профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение

В настоящее время на большинстве газовых и газоконденсатных месторождений России происходит заметное снижение пластового давления природного газа, что ведет к увеличению его начального влагосодержания, возрастанию скоростей газа в технологических аппаратах, повышению его температуры, загрязнению солями, маслом, механическими примесями, что в целом снижает качество подготовки газа. Фильтры, сепараторы и отстойники играют значительную роль в области сбора, подготовки и переработки нефтяного газа и получения жидких углеводородов. В значительной степени от эффективности и массогабаритных характеристик работы разделительной аппаратуры зависят от капиталовложения и эксплуатационные затраты, количество и качество вырабатываемых продуктов и межремонтный период технологических установок. Только за счет тепло- и массообменных поверхностей можно значительно повысить коэффициент извлечения целевых продуктов и снизить эксплуатационные затраты. [1]

Конструкция и принцип работы центробежного газосепаратора ОАО «НИПИГазпереработка»

Транспортируемый на сырьевые компрессорные станции и газоперерабатывающие заводы газ содержит все продукты, поступающие из скважины (нефть, вода, конденсат, механические примеси, ингибиторы коррозии). На действующих заводах входной сепарационный узел – двухступенчатый: на первой ступени преимущественно установлены сетчатые газосепараторы, на второй ступени фильтры-сепараторы. Присутствие механических примесей (глина, продукты коррозии, нефтяные компоненты и продукты их разложения) в газе затрудняет применение в технологии переработки углеводородного сырья современного технологического оборудования, ухудшает технологические характеристики установленного оборудования и, соответственно, снижает выработку готовой продукции.

В газосепараторах ОАО «НИПИГазпереработка» основным элементом центробежного каплеотбойника является центробежный сепарационный элемент, эскиз которого показан на (рис. 1). Центробежный сепарационный элемент работает следующим образом. Газожидкостный поток поступает внутрь тела 1, где под действием центробежных сил, возникающих за счет тангенсального расположения лопаток 6, он закручивается и делится на центральный газовый с зоной пониженного давления и периферийный газожидкостный с зоной повышенного давления. Жидкость под действием центробежных сил осаждается на внутреннюю поверхность обечайки 2 и потом направляется к ловушке 5. Через шель между обечайкой 2 и ловушкой 5 жидкость с частью газа отводится из потока. Основной поток газа, отделившись от жидкости, выходит через пространство между полым телом 3 и ловушкой 5. [2]

Модернизация сепарационного оборудования

Применение высокоскоростных центробежных сепараторов обеспечивает повышенную производительность, а сами внутренние центробежные элементы могут выполнять несколько функций – очистки газа и массообмена. Однако унос жидкости и механических примесей из сепараторов с центробежными элементами не может быть ниже определенной величины: невозможно эффективное отделение центробежной сепарацией частиц размером менее 10 мкм. Проведенные в последние годы

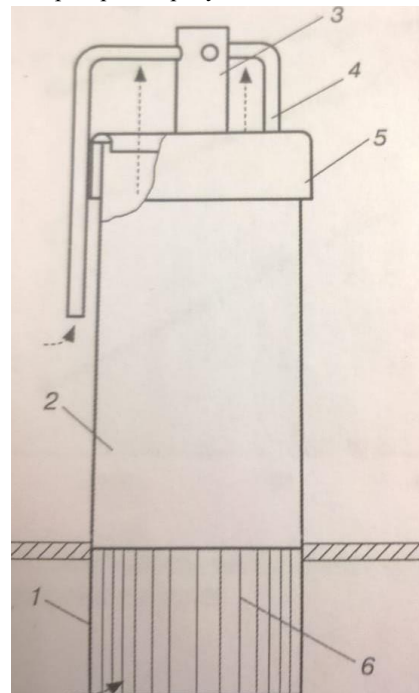


Рис. 1 Эскиз центробежного сепарационного элемента газосепаратора ОАО «НИПИГазпереработка»[2]

исследования и опыт эксплуатации сепарационного оборудования показали возможность достижения оптимальных параметров за счет применения сочетания внутренних устройств без фильтров.

В качестве примера использования сепаратора с сочетанием внутренних устройств без фильтр-патронов можно привести модернизацию сепараторов с промывочной секцией цеха Юбилейного НГКМ (ООО Газпром добыча Надым»). Первоначально для модернизации сепаратора с промывочной секцией был выбран наиболее нагруженный аппарат. Сепаратор установлен перед ГПА, предназначенный для очистки газа от влаги, механических примесей, а для очистки солей при выносе минерализованной воды установлена секция с промывкой пресной водой. Модернизация представляла собой замену инерционного узла входа, применение новых центробежных элементов, работающих в двух режимах – с подачей промывочной жидкости и без нее, а также замену прямоточных центробежных элементов на регулярную насадку. С учетом технических требований необходимо было предусмотреть установку фильтр-патронов в случае несоблюдения требований СТО, а также возможность обратной замены новых внутренних устройств на проектные. На (рис. 2) показан модернизированный сепаратор с промывочной секцией цеха очистки газа Юбилейного НГКМ. [3]

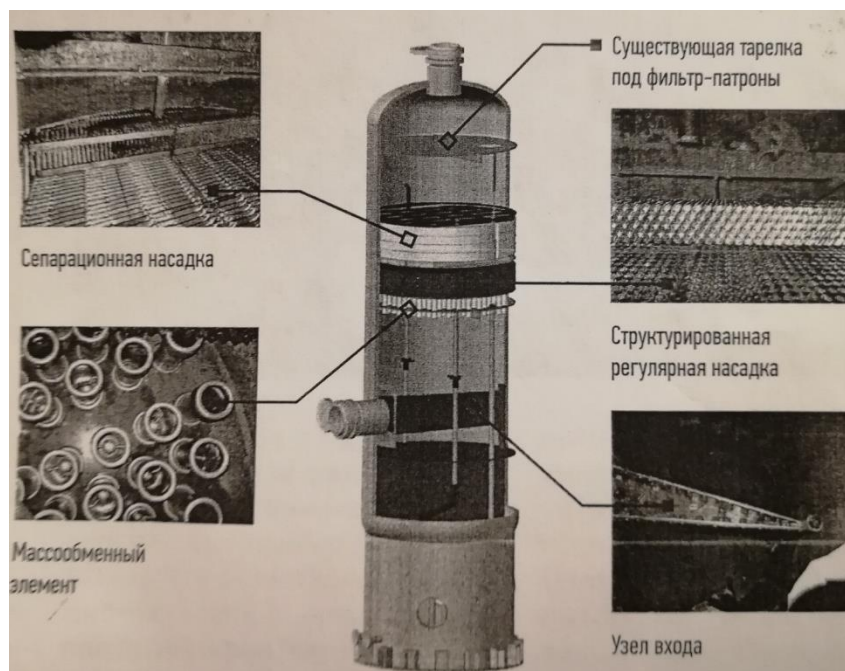


Рис. 2 Модернизированный сепаратор с промывочной секцией цеха очистки газа Юбилейного НГКМ [3]

В настоящее время на базе Томского политехнического университета разработан экспериментальный стенд для удаления механических примесей из потока газоконденсатной смеси аэромеханическими методами. Проводятся эксперименты для правильной настройки аппарата и создания прототипа для промышленного использования.

Литература

1. Толстов В.А., Коныхов Н.Б., Немов М.В. Экспериментальная база - основа создания современного оборудования // Газовая промышленность. – Москва, 2013. – № 11. – С. 74 – 77.
2. Бойко С.И., Литвиенко А.В. Сепарационная техника для систем сбора, подготовки и переработки нефтяного газа//Газовая промышленность. – Москва, 2013. – № 10. – С. 85 – 87.
3. Совершенствование сепарационного оборудования за счет применения новых контактных устройств Технология // Газовая промышленность. – Москва, 2016. – № 7-8. – С.56 – 60.

ОСОБЕННОСТИ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ШЕЛЬФОВОЙ ЗОНЫ

Д.В. Гамей

Научный руководитель – старший преподаватель Ю.А. Максимова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Интенсивный рост потребления топливного сырья, истощение ресурсов нефти и газа во многих странах мира, снижение прироста запасов нефти и газа на суше явились причиной большого интереса человечества к проблеме освоения континентального шельфа морей и океанов [1]. Но эксплуатация и разведка морских нефтяных и газовых месторождений в значительной степени отличается от разработки их на суше. Огромная сложность и

специфические особенности проведения этих работ в море определяются уникальностью технических средств, окружающей средой, высокой стоимостью, инженерно-геологическими изысканиями и т.п. [2]. Изучение интенсификации притока, как одного из этапов эксплуатации морских нефтяных и газовых залежей с низкой проницаемостью коллекторов, изменивших свои фильтрационные свойства, представляет большой интерес и также является весьма актуальным исследованием. Чаще всего воздействия на призабойную зону на шельфовых месторождениях ведется традиционными способами, такими как ГРП и кислотная обработка. Применение которых именно на акваториях морей имеет ряд особенностей.

Кислотная обработка и кислотный ГРП широко используются в Северном море в горизонтальных скважинах, пробуренных в карбонатных коллекторах. Здесь немаловажное значение имеют способ и скорость закачивания кислоты, ее объём. Утилизация кислоты при интенсификации предусматривает особые требования к судну, так как оно обеспечивает хранение и перекачку больших объемов высококоррозионной кислоты. В общем, интенсификация притока на шельфовых скважинах становится очень продуманным процессом, что связано с круглосуточным наблюдением всех эксплуатационных и технических требований. Существует ряд ограничений, которые следует учитывать, таких как вместимость резервуаров, объёмная подача насоса, время плавания. Все это играет важную роль в обеспечении бесперебойной закачки [3].

В залежах же с невысокой мощностью и с непосредственной близостью воды или газа, использование обычного ГРП является неоправданным риском. Так как избыточный рост трещин в высоту может вызвать неконтролируемые газо- и водопроявления. В этом случае для залежей со средне- и высокой проницаемостью пластов применяется технология ГРП, в которой рост трещин происходит не в длину, а в ширину. А для пластов с низкой проницаемостью может быть применено альтернативное решение, такое как «Fishbones Jetting». Рассмотрим несколько подробнее каждую из технологий.

Для залежей со средне- и высокой проницаемостью пластов основным фактором увеличения дебита скважины вследствие ГРП является ширина трещин. Для создания коротких широких трещин используется технология осаждения проппанта на конце трещины, которая состоит в продавливании проппанта в первую очередь к концу трещины путем постепенного увеличения его концентрации в рабочей жидкости в ходе обработки. Осаждение проппанта на конце трещины препятствует ее росту в длину. Дальнейшая закачка жидкости, несущей проппант, приводит к увеличению ширины трещины, которая доходит до 2,5 см, тогда как при обычном ГРП ширина трещины составляет 2.3 мм. Данная технология успешно применяется на месторождении в Мексиканском заливе, Индонезии и в Северном море [4].

Под технологией «Fishbones Jetting» понимается бурение многоканальной горизонтальной скважины с симметричным расположением боковых каналов. Конструкция «Fishbones» собирается заранее и включает трубу и прикрепленные к ней титановые трубки меньшего диаметра, так называемые «полые иглы». Иглы приводятся в действие гидравлическим способом. При нагнетании жидкости под давлением около $2,1 \text{ т/м}^2$ в конструкцию они выдвигаются и ортогонально исходят в залежь. Проникновение в породу создается путем использования малогабаритных буровых долот, расположенных на концах игл. Каждая из них создает микро-каналы в породе длиной до 12 метров, что повышает эффективный радиус ствола скважины и ее добычные характеристики. Конструкция позволяет направить каждое из ответвлений в отдельные нефтяные участки недр, не задевая соседние пласты с водой. Зарубежный опыт показывает увеличение добычи до 8,3 раз при использовании «Fishbones» [5].

Данная технология впервые была применена в 2013 году и на сегодняшний день является весьма новой. Наиболее распространенный и применяемый метод интенсификации добычи трудноизвлекаемых запасов - это бурение боковых стволов, один из эффективных способов вскрытия застойных зон продуктивных пластов и отдельных мелких залежей нефти на шельфе. Так на месторождении Чайво, характеризующимся высоким газовым фактором был использован данный метод с целью интенсификации отбора нефти. На скважине Z-4 дебит по нефти возрос с 445 т/сут до 774 т/сут, а газовый фактор снизился с 3000-4000 $\text{м}^3/\text{т}$ до 500 $\text{м}^3/\text{т}$.

В морских условиях разработки месторождений этот метод приобретает наибольшую актуальность и особую экономическую целесообразность. Это связано, прежде всего, с ограниченным количеством ячеек-устьев для бурения на блок-кондукторах и морских стационарных платформах. Ограниченная возможность морских гидротехнических сооружений не позволяет в полной мере проводить работы по извлечению остаточных запасов нефтяных залежей. Строительство же новых сооружений требует больших затрат. Используя геонавигацию можно бурить с морских платформ направленные скважины с отходами в несколько километров, что позволяет вскрывать различные части месторождения, не прибегая к дополнительному строительству и бурению новых скважин [6].

Резюмируя можно сказать, что при интенсификации месторождений и на суше и на море применяются одни и те же технологии и методы, но стимуляции притока на шельфовой зоне имеет совершенно иные подготовку, затраты и объём работ. Что связано в большей степени с окружающей средой и высокой стоимостью, а также с организацией и обслуживанием работ на море. На морских месторождениях более распространённым методом интенсификации все еще остается кислотная обработка, проведение которой часто сопряжено с различными проблемами. Но использование современных технологий, таких, как «Fishbones» позволяет делать прогноз о том, что интенсификация добычи трудноизвлекаемых запасов скоро станет более эффективным и экологически чистым процессом.

Литература

1. Лекция: Эксплуатация скважин на морских территориях [электронный ресурс] - Электрон. Дан. URL: <http://www.mfa.gov.kg/contents/view/id/90>, свободный. – Дата обращения: 22.12.2017 г.
2. Элементы гидрогеологического режима [электронный ресурс] – Электрон. Дан. URL: http://info-neft.ru/index.php?action=full_article&id=101, свободный. – Дата обращения: 20.12.2017 г.

3. Offshore Well Stimulation [электронный ресурс] – Электрон. Дан. URL: <http://www.scmdaleel.com/category/offshore-well-stimulation/150>, свободный. – Дата обращения: 23.12.2017 г.
4. Опыт применения гидроразрыва пласта за рубежом [электронный ресурс] - Электрон. Дан. URL: <http://oplib.ru/random/view/158365>, свободный. – Дата обращения: 20.12.2017 г.
5. Fishbone [электронный ресурс] - Электрон. Дан. URL: <https://neftegaz.ru/news/view/153464-Fishbone-Messoyahaneftegaz-oproboval-novuyu-tehnologiyu-bureniya-gorizontalnyh-skvazhin-ne-trebuyuschuyu-gidrorazryva-plastov>, свободный. – Дата обращения: 25.12.2017 г.
6. Дэвид Хилл, Эрик Ним. Бурение боковых стволов из существующих скважин дает новую жизнь старым месторождениям // Нефтегазовое образование - 1997г.- С.37.

АНАЛИЗ И ОСОБЕННОСТИ КЛАССИФИКАЦИИ МЕТОДОВ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКОВ Ф.А. Гасанов

Научный руководитель – старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ограничение притока воды в нефтяные скважины осуществляется путем проведения водоизоляционных работ [3,4]. Основное их назначение – изоляция путей поступления воды в скважину с целью снижения обводненности добываемой продукции. Основным способом проведения водоизоляционных работ в нефтяных скважинах является закачка химических реагентов, способных фильтроваться в пористую среду и тампонировать пути поступления воды в скважину.

Для проведения водоизоляционных работ в скважине применяется множество химических реагентов [2, 4], но окончательный выбор зависит от причины обводнения и места, откуда поступает вода, а также от петрофизических особенностей продуктивного пласта.

Ожидаемые результаты исходя из выбора того или иного способа технологии обработки:

- закачиваемые материалы должны целиком заполнить каналы поступления воды;
- материалы обязаны создать водоизолирующий барьер, который при последующей эксплуатации скважины обеспечит достаточное сопротивление без разрушения при действующей депрессии;
- при проведении водоизоляционных работ не будут снижены фильтрационные свойства нефтенасыщенной части пласта;

При этом применяемые химические материалы и растворы должны:

- быть химически инертными по отношению к горным породам и металлу труб;
- обладать низкой ценной и недефицитностью;
- гарантировать не только высокую эффективность водоизоляционных работ, но и безопасность рабочих при работе;
- соответствовать существующим экологическим требованиям;
- иметь вязкость, оптимальную для проникновения в низко-проницаемые породы;
- быть пригодными для использования в любое время года и простыми в применении.

При проведении водоизоляционных работ обработке могут подвергаться не только добывающие, но и нагнетательные скважины. Добывающие скважины, являясь основным объектом проведения водоизоляционных работ, предъявляют высокие требования к своей обработке. Необходимо не только обеспечить поступление водоизолирующего состава в зоне притока воды, но и исключить его негативное воздействие на нефтенасыщенную часть пласта.

Проведение водоизоляционных работ в нагнетательных скважинах необходимо при выявлении опережающего прорыва закачиваемой воды в добывающие скважины по наиболее проницаемым зонам пласта. В этом случае закачиваемая вода преимущественно фильтруется по таким зонам, практически не вытесняя нефть, что приводит к резкому увеличению обводненности добываемой продукции и снижению дебита по нефти. Основной целью водоизоляционных работ в нагнетательных скважинах является тампонирование наиболее промытых зон. Это приводит не только к ограничению водопритока в добывающие скважины, но и перераспределяет фильтрационные потоки внутри пласта, что способствует вытеснению нефти из ранее не дренируемых прослоев. Таким образом, обработка нагнетательных скважин водоизолирующими реагентами не только решает задачу ограничения водопритока, но и позволяет повышать нефтеотдачу пласта. Иногда такие технологии называют потокоотклоняющими или выравниванием профиля приемистости [2,4,5].

Используемые технологии сокращения притока вод в скважины в зависимости от характера воздействия закачиваемой водоизолирующей массы на проницаемость нефтенасыщенной части пласта, вскрытого перфорацией, делятся на селективные и неселективные [2,4].

Селективные методы изоляции – это методы, при которых используют материалы, закачиваемые во всю перфорированную часть пласта, смысл этого метода в том, что при цементировании скважины используется такой материал, который схватывается только при соприкосновении с водой. При этом образующийся осадок, гель или отверждающееся вещество увеличивает фильтрационное сопротивление только в водонасыщенной части пласта, а закупорки нефтяной части не происходит.

Селективный метод не может иметь абсолютной избирательностью. Чем выше степень снижения продуктивности притока пластовых вод, тем выше селективность метода. Наряду со снижением продуктивности обводнённых интервалов в результате изоляционных работ возможно и желательное повышение проницаемости нефтенасыщенных интервалов пласта.

Неселективные методы изоляции – это методы, использующие материалы, которые независимо от насыщенности среды нефтью, водой и газом образуют экран, не разрушающийся со временем в пластовых условиях. Поэтому применение подобных методов неизбежно требует проведение повторной перфорации и дальнейшего освоения скважины. Как правило, использование неселективных методов изоляции приводит к ухудшению условий поступления нефти в скважину. Однако в этом случае можно достигнуть избирательность воздействия на водо- и нефтенасыщенные части пласта путём применения специальных технологических приемов: использованием пакерных систем, закачкой буферных экранов, обработкой через специальные технологические отверстия в обсадной колонне. Основные требования при НСМИ – точное разграничение обрабатываемого обводненного промежутка и исключение снижения проницаемости продуктивной нефтенасыщенной зоны пласта.

Учитывая механизм образования водоизолирующих масс и физико-химических правил воздействия на вмещающую среду, условно можно выделить 5 групп химических реагентов, используемых для водоизоляции:

Таблица 1

Пять групп химических реагентов

Химические реагенты для водоизоляции	Отверждающиеся
	Гелеобразующие
	Осадкообразующие
	Гидрофобизаторы
	Пены и эмульсии

Отверждающиеся - химические реагенты, образующие после отвердевания прочную конденсационно-кристаллизационную пространственную структуру по всему объему материала, то есть растворимую в нефти и нерастворимую в водной среде, (органические – синтетические смолы различного типа, неорганические – цементы). Как правило, такие реагенты являются неселективными без применения специальных технических средств и технологических приёмов.

Гелеобразующие - химические реагенты неорганической и органической природы, приводящие к образованию пространственных гелеобразных систем с водой или неводной дисперсионной средой. Основные химические реагенты для образования гелевых структур приведены в табл. 2 [1].

Таблица 2

Гелеобразующие химические реагенты

Наименование	Химические реагенты
1. Полимеры акриловых кислот и их производных	Полиакриламиды и сополимеры акриламида Гипан
2. Мономерные соединения	Акриламид Стирол
3. Производные целлюлозы	Карбоксиметилцеллюлоза Оксиэтилированная целлюлоза Метилцеллюлоза Лигносульфат
4. Биополимеры	Ксантан Склероглюкан Эмульсан БП-92

Осадкообразующие - химические реагенты, использование которых в пластовых ситуациях приводит к выпадению нерастворимого осадка (твёрдого или гелеподобного вида) в водонасыщенных зонах. Образование осадка может происходить как при взаимодействии реагентов между собой, так и при контакте с водой и с растворёнными в ней солями [2].

Гидрофобизаторы - реагенты, применение которых основано на гидрофобизации поверхности пород призабойной зоны, что приводит к снижению ее водонасыщенности. В этом случае применяются ПАВ, азрированные жидкости и другие, химические гидрофобизирующие реагенты.

Пенные системы - системы, состоящие из жидкости и воздуха, образуемые при закачивании газов в жидкости или в результате взаимодействия химических реагентов. Закачивание пенных систем в поровое пространство позволяет перекрывать пути продвижения воды вследствие прилипания к поверхности водопроводящих каналов пузырьков газа и образования пленок из коллоидно-дисперсных соединений.

Эмульсии – системы, состоящие из углеводородной и водной фаз, стабилизированные эмульгатором. Применяются в основном для обработки нагнетательных скважин.

Данный подкомплекс химических реагентов достаточно условен, так как многие вещества могут образовывать разные типы водоизолирующих масс в зависимости от конкретных условий, к тому же, большинство из них используются сейчас не в чистом виде, а в составе разнообразных композиций.

Для ограничения водопритоков предлагалось использовать значительное количество химических реагентов, однако реальное применение на практике получили лишь некоторые.

Литература

1. Выбор технологии и тампонажных материалов при проведении ремонтно-изоляционных работ в скважинах / С.А. Рябокони, С.В. Усов, В.А. Шумилов, Г.Р. Вагнер, В.Г. Уметбаев // Нефтяное хозяйство. – 1989. - №4. – С. 47-53.
2. Демахин А., Г Демахин С.А. Селективный методы изоляции водопритоков в нефтяные скважины. – Саратов: Изд-во ГОС УНЦ “Колледж”, 2003 г. – 167 с.
3. Клещенко И.И., Григорьев А.В., Телков А.П. Изоляционные работы при закачивании и эксплуатации нефтяных скважин. – М.: Недра, 1998. -267 с.
4. Салимов М.Х. Особенности водоизоляции скважин на поздней стадии разработки. Обзорная статья, 2002 г. [Электронный ресурс]/Материалы сайта <http://msalimov.narod.ru>.
5. Филин В.В. Потокотклоняющие технологии. Теория и практика. – М.: Изд-во “Спутник+”, 2009. – 124 с.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАВИСИМОСТИ ЭФФЕКТА ДЕТАНДИРОВАНИЯ ОТ СОСТАВА ГАЗА,
ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ СЫРЬЯ**

А.Р. Гатиятов

Научный руководитель – доцент Л.В. Шишмина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Низкотемпературная сепарация – одна из самых эффективных технологий подготовки природного газа. Сегодня широко обсуждается совершенствование данной технологии. Применение турбодетандерных агрегатов позволило повысить эффективность низкотемпературной сепарации, что увеличило извлекаемость ценных для химической технологии компонентов.

Одной из проблем Мыльджинского УКПГиК, где используется турбодетандерная технология понижения температуры газа, является непостоянство состава сырья. Исходным сырьем установки является пластовый газ Мыльджинского газоконденсатного месторождения (МГКМ), пластовый газ Северо-Васюганского газоконденсатного месторождения (СВГКМ), попутный нефтяной газ Казанского нефтегазоконденсатного месторождения (КНГКМ) и попутный нефтяной газ Северо-Останинского нефтегазоконденсатного месторождения (СОНГКМ). Различный состав газа, преобладание какого-либо из сырья ведет к смене режима установки, что неблагоприятно сказывается на работу всей установки, которая включает в себя и установку дезанизации и стабилизации конденсата (УДСК). Целью данной работы является анализ влияния состава газа, давления и температуры сырья на эффект детандирования.

В данной работе в программном комплексе Aspen HYSYS [1] были смоделированы процессы низкотемпературной сепарации с различным составом газа (рисунок 1). К ним относятся сырьё Мыльджинского УКПГ, газ Западно-Таркосалинского газового промысла (ЗПП) и газ Каспийского шельфа [2] (таблица).

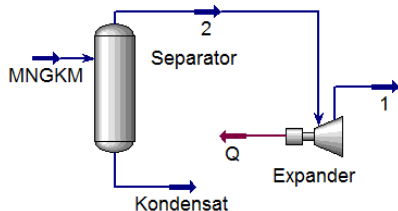


Рис. 1 Моделирующая схема процесса низкотемпературной сепарации газа

Таблица

Состав сырого газа, % об.

Промысел	C ₁	C ₂	C ₃	и-С ₄	н-С ₄	и-С ₅	н-С ₅	C ₆	C ₇	N ₂	CO ₂	He
1	97,78	0,65	0,26	0,07	0,07	0,03	0,03	0	0	1,07	0,04	0
2	85,16	7,15	2,64	0,43	0,72	0,42	0,40	0	0	2,87	0,18	0,03
3	88,54	2,98	2,03	0,58	0,73	0,31	0,28	0,34	0,55	2,96	0,70	0
4	80,51	5,10	5,70	1,87	2,14	0,58	0,47	0,23	0,06	2,48	0,85	0
5	81,56	5,02	3,93	1,18	1,29	0,54	0,42	0,49	1,39	3,49	0,69	0
6	78,71	6,94	5,73	1,50	2,09	0,53	0,45	0,13	0,01	1,30	2,61	0

В данной работе были проведены исследования эффекта детандирования в зависимости от состава газа в выбранном диапазоне давлений и температур (рисунки 2, 3). Под эффектом детандирования понимается изменение температуры газа на единицу изменения давления и измеряется в °С/МПа. Наиболее сильный эффект детандирования наблюдается у более сухого газа Западно-Таркосалинского месторождения. Затем наблюдается аналогичность для газоконденсатных месторождений (Мыльджинское и Северо-Васюганское). Наиболее низкий эффект детандирования у попутного нефтяного газа (Казанское и Северо-Останинское месторождения). Прослеживается зависимость, что более сухой газ имеет больший эффект детандирования. Затем, средний эффект наблюдается для газа газоконденсатных месторождений и низкий у попутного нефтяного газа. Для выбранных

диапазонов давлений наблюдается тенденция к увеличению эффекта детандирования с уменьшением входного давления (при условии, что во всех случаях перепад давлений на детандере одинаков и равен 1,19 МПа). Для газа ЗТГП при входной температуре минус 5°С и давлении 6 МПа коэффициент детандирования равен 11,2 °С/МПа, а при давлении 3 МПа – почти в два раза выше и составляет 22,2 °С/МПа. Данная зависимость прослеживается и для других газов. Причиной этого является то, что на величину эффекта детандирования оказывает влияние множество различных характеристик газа, таких как теплоемкость газовой и жидкой фаз и теплота конденсации компонентов [3].

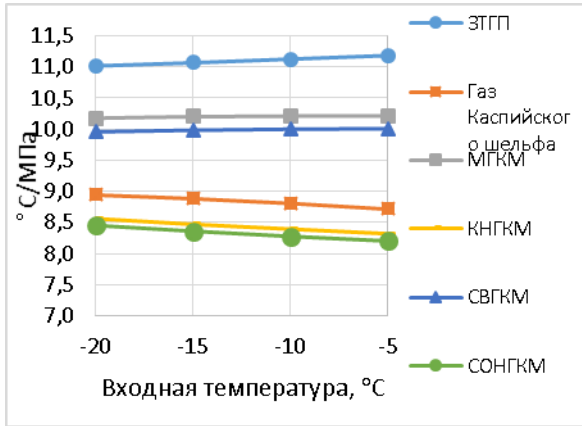


Рис. 2 Зависимости эффекта детандирования от состава газа при входном давлении 6 МПа

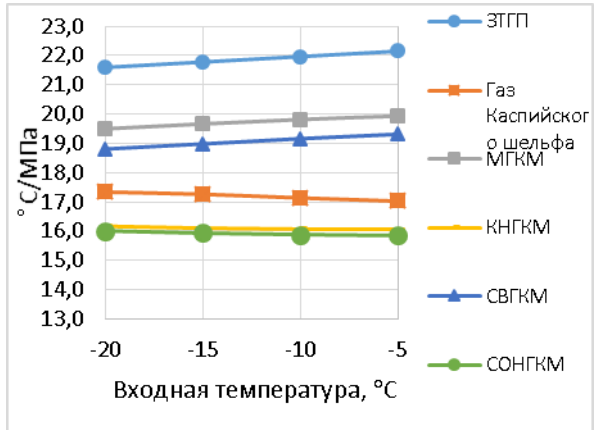


Рис. 3 Зависимости эффекта детандирования от состава газа при входном давлении 3 МПа

Кроме того, для различных газов наблюдается различная тенденция поведения эффекта детандирования при изменении температуры газа на входе в детандер. Для газов газовых и газоконденсатных скважин по мере снижения температуры наблюдается уменьшение эффекта детандирования, а для попутных нефтяных газов – увеличение эффекта детандирования (рисунок 4 и 5).

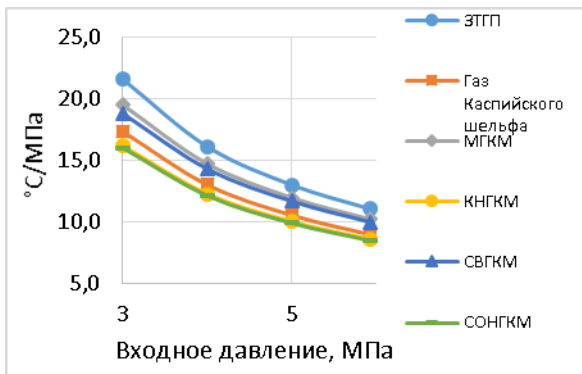


Рис. 4 Зависимости коэффициента детандирования от входного давления при входной температуре минус 20°С

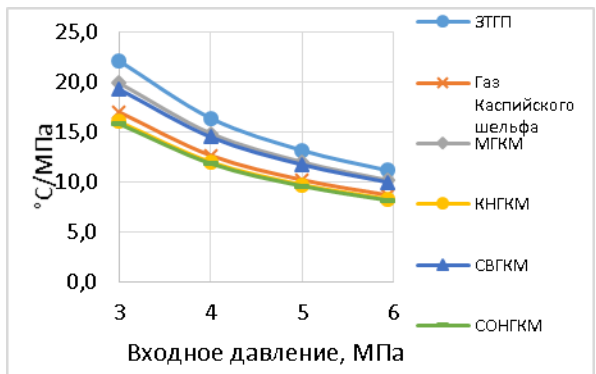


Рис. 5 Зависимости коэффициента детандирования от входного давления при входной температуре минус 5°С

Таблица 2

Зависимость точки росы по углеводородам осушенного газа от входного давления при начальной температуре минус 20°С

Давление	6 МПа	5 МПа	4 МПа	3 МПа
	Точка росы по УВ, °С			
ЗТГП	-33,1	-35,4	-39,2	-45,7
Газ Касп. шельфа	-30,6	-32,5	-35,5	-40,6
МГКМ	-32,1	-34,2	-37,5	-43,2
КНГКМ	-30,2	-31,9	-34,6	-39,2
СВГКМ	-31,9	-33,9	-37,0	-42,4
СОНГКМ	-30,1	-31,8	-34,4	-39,1

Таким образом, работа доказала: при подготовке газов газовых и газоконденсатных месторождений по технологии низкотемпературной сепарации эффективнее проводить детандирование сырья при пониженных давлениях. В этом случае эффект детандирования может быть в два раза выше, и достигаемая температура точки росы по углеводородам при этом ниже (таблица 2). Однако экономически неоправданно размещать ДКС после

УКПГ из-за низкого давления газа на всасе газоперекачивающих агрегатов, так как потребуется ввод сразу нескольких ступеней компримирования газа, и, как следствие, огромные капитальные затраты. Поэтому целесообразнее размещать ДКС «в голове» технологической нитки, что подтверждают и другие авторы [2, 4].

Литература

1. HYSYS. Руководство пользователя, Aspen Tech, 2014.
2. Гриценко А.И., Истомина В.А. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России. – М.: Недра, 1999. – 450 с.
3. Елизарьева Н.Л. Анализ влияния характеристик газа на эффективность узла редуцирования. // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов, 2015, №4(102), 178–186.
4. Колокольцев С.Н. Совершенствование технологий подготовки и переработки углеводородных газов: Монография. – М.: ЛЕНАНД, 2015. – 600 с.

ОСОБЕННОСТИ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА КАРБОНАТНЫЕ ПЛАСТЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

С. Ю. Глушков

Научный руководитель – старший преподаватель Ю.А. Максимова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

С разработкой палеозойских отложений связано немало трудностей: проблемы с отбором керна, сложный тип коллектора, что приводит к ошибкам в моделировании ФЕС, кавернозность пород, ведущая к затряскам, прихватам бурового инструмента, высокое содержание парафинов и смол и другое. В данной статье приведён общий обзор проблем, с которыми сталкивается недропользователь при разработке залежей в карбонатных пластах палеозоя, а также используемые перспективные пути их решения.

На данный момент используется широкий спектр технологий, которые призваны сделать добычу углеводородов из подобных коллекторов проще, дешевле и интенсивнее. Применяются воздействия различного характера: механические, тепловые, химические, электромагнитные.

Физико-химическое воздействие на пласт с целью интенсификации добычи полезных ископаемых должно проводиться согласно свойствам пород, слагающих пласт, а также флюидов, их насыщающих. Породы горизонта М₁ относят к коллекторам сложного типа, поскольку они имеют трехкомпонентную структуру пустотного пространства: субкапиллярные поры глинистого цемента, каверны и трещины. Основная часть пористости связана с кавернами и полостями выщелачивания, развитыми как вдоль поверхности трещин, так и внутри блоков породы. Микротрещины соединяют различные полости воедино.

Наличие нарушений сплошности породы вызывает сложности с отбором керна (малый вынос образцов, захват наименее проницаемой области пласта керном), а также с моделированием свойств пласта. Специфика коллекторов и ловушек обуславливает развитие в доюрских отложениях преимущественно залежей массивного, тектонически экранированного типа, тяготеющих к зонам повышенной трещиноватости. Фильтрационно-емкостные свойства пласта М₁ можно охарактеризовать следующими средними значениями (и интервалами их изменения): коэффициент пористости, Кп, в среднем, 1,5% (изменяется от 0,1 до 29,0%); коэффициент проницаемости Кпр, 1,58 (0,01–21,8) фм²; карбонатность пласта – 77,6 (0,4–100) %; объёмная плотность, 2,62 (1,74–3,01) г/см³. Газонефтяной и водонефтяной контакты в палеозойских залежах находятся на глубинах порядка 2900 - 3000 м соответственно.

Физико-химические свойства дегазированной нефти палеозойских отложений рассматриваются в средних значениях: по плотности - средняя (855 кг/м³ при 20°C), малосернистая (содержание общей серы – 0,36 % масс.), высокопарафинистая – (содержание твердых парафинов 6,48 % масс.), малосмолистая (содержание смол силикагелевых 4,93 % масс.). Содержание асфальтенов равно 1,64 % масс. Температура начала кипения 78°C, выход легких фракций до 300 °С – 42 % об. Значение молярной массы нефти равно 230 г/моль. Кинематическая вязкость нефти при 20 °С и 50 °С равна соответственно 18 мм²/с и 6 мм²/с. Динамическая вязкость в пластовых условиях составляет 0,6–0,45 мПа·с, в поверхностных условиях определена равной в среднем 17,9–5,95 мПа/с при t=20°C и 5,72–2,62 мПа/с при t=50°C.

При проектировании конструкции скважин, бурящихся под палеозойские отложения, важно учитывать наличие неустойчивых аргиллитов и углистых сланцев в нижнеюрских отложениях, предшествующих палеозойским отложениям; несовместимые условия бурения юрских и палеозойских отложений; наличие газовой шапки пласта М₂; возможные поглощения в продуктивной толще при бурении и креплении. Для преодоления упомянутых сложностей на месторождениях Западной Сибири в качестве опытно-промышленных работ (далее - ОПР) предлагается применение технологии бурения горизонтальных скважин роторным способом на обсадных трубах [1]. В период ОПР рекомендуется проведение большеобъемных солянокислотных обработок (СКО), воздействий на пласт методом переменных давлений, глинокислотных обработок, обработки призабойной зоны пласта растворами поверхностно-активных веществ (ПАВ) [2], либо кислотных гидравлических разрывов пласта (ГРП) на пласты М₁ на новых скважинах, с предварительными лабораторными исследованиями по определению оптимальной концентрации кислоты. Анализ качества и технологии проведения ГРП показывает, что на месторождениях могут иметь успех агрессивные типы дизайнов, подразумевающие закачку больших масс пропанта при использовании программного обеспечения, моделирующего воздействие на пласт [3]. Последнее даст использовать весь потенциал пласта, эффективность процесса не будет прирастать всё менее высокими темпами с дальнейшим увеличением массы закачанного пропанта. Применение потокоотклоняющих технологий при разработке палеозойских залежей будет

иметь смысл, когда будет сформирована система поддержания пластового давления (ППД) создание которой планируется на третьей стадии разработки месторождения. Действие данного вида геолого-технических мероприятий (ГТМ) будет заключаться в необходимости снижения темпов увеличения обводненности добываемой продукции. Применение физико-химических технологий на нагнетательных скважинах с целью выравнивания профиля притока является ещё одним способом повышения эффективности системы ППД путем переориентирования закачки с промытых в непромытые низкопроницаемые интервалы. Для проведения физико-химического воздействия на пласт следует выбирать участки с высоким темпом возрастания обводненности продукции скважин. Для применения можно рекомендовать комплексные технологии физико-химического воздействия, заключающиеся в последовательной закачке в пласт через нагнетательные скважины гелеобразующих и стимулирующих агентов в комбинации с солянокислотными обработками.

В целях повышения эффективности процесса освоения скважин и снижения отрицательного влияния технологических процессов при освоении на коллекторские свойства пластов рекомендуется: при промывках, работах по вызову притока, СКО и других операциях применять в качестве промывочных жидкостей рассолы расчетного удельного веса, обработанные ПАВ в количестве 0,30 – 0,50 % к объему. Это позволит сохранить коллекторские свойства пласта, предотвратит выпадение солей. Кроме того, не следует производить перфорацию, если сразу не предусматривается освоение скважины (это необходимо для предотвращения длительного контакта продуктивных пластов с жидкостями, заполняющими колонну).

На основании вышеизложенного, нефти палеозойских отложений являются высокопарафинистыми. При добыче этих нефтей происходит выпадение парафиновых отложений в трубопроводах [4], что может приводить к уменьшению их эффективного диаметра, вплоть до полной закупорки. Парафины могут вредить различным технологическим установкам, оборудованию, снижать точность измерений и эффективность обработки. На промысле проводится широкий спектр мероприятий по борьбе с парафиноотложениями, что ещё раз даёт понять серьёзность проблемы. Под механическими методами удаления парафинов понимают использование скребков, лебёдок, покрытий на трубах, насосные штанги из особых материалов, и так далее. Тепловые методы включают в себя использование греющего кабеля, периодические промывки трубопроводов горячими жидкостями или газами с помощью специальных агрегатов, устьевые нагреватели. К химическим методам можно отнести обработку скважин различными ингибиторами выпадения парафиновых отложений, растворителями, а также иными химическими реагентами. Также для борьбы с парафиноотложениями применяют магнитные и электрические устройства обработки скважинной продукции.

Подводя итог, можно сказать, что добыча палеозойской нефти сопряжена с некоторыми трудностями, но открывающиеся перспективы мотивируют недропользователей находить пути развития в этой сфере. Методы воздействия на пласт, особые технологии бурения и борьба с отложениями парафинов позволяют добывать нефть из ранее недоступных залежей. Поступательное развитие этих технологий в купе с новыми разработками позволит использовать потенциал палеозойских отложений максимально эффективно.

Литература

1. Михайличенко А. В. Инновационная технология Tesco - бурение на обсадной колонне Casing Drilling. "Нефть. Газ. Новации", 2011, №12, с. 34-40
2. Шерстнев Н.М., Гурвич Л.М., Булина И.Г. и др. Применение композиций ПАВ при эксплуатации скважин. М.: «Недра», 1988. с. 184
3. Тимонов А. В., Загуренко А. Г. Оптимизация технологий гидроразрыва пласта на месторождениях ОАО «НК «Роснефть». "Нефтяное хозяйство", 2006, №11, с. 68-73
4. Тугунов П.И., Яблонский В.С. Транспортирование вязких нефтей и нефтепродуктов по нефтепроводам. М., «Недра», 1973, с. 88

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ УЛАВЛИВАНИЯ ЧАСТИЦ В ЦИКЛОННЫХ АППАРАТАХ ПРИ ПРОМЫШЛЕННОЙ РАЗРАБОТКЕ УГЛЕВОДОРОДОВ

Д.А. Городиллов

Научные руководители: профессор П.Н. Зятиков, старший преподаватель Л.В. Чеканцева
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефтегазоконденсатные месторождения, находящиеся на поздней стадии разработки, характеризуются снижением пластового давления, увеличением обводненности и значительным выносом механических примесей. При этом повышается нагрузка по производительности на входные сепараторы, что снижает их эффективность по очистке скважинной продукции и оказывает негативное воздействие на всю систему подготовки продукции к транспорту.

По данным НижневартовскНИПИнефть, продукция, выходящая на поверхность из нефтяных скважин Самотлорского месторождения, содержит от 250 до 450 мг/л механических примесей. Состав этих примесей представлен на 1/3 продуктами коррозии и на 2/3 – песком с фракциями:

- От 80 мкм до 1,5 мм – 3 %;
- От 10 до 80 мкм – 80 %;
- Менее 10 мкм – 7 %.

Содержание механических примесей, превышающее 1 г/л, существенно осложняет работу нефтяных скважин и приводит к заклиниванию плунжера в цилиндре глубинного насоса ШГНУ, повышенному

гидроабразивному износу клапанов и пары плунжер-цилиндр. По данным ОАО «Томскнефть», основной (около 30%) причиной отказов УЭЦН является их засорение механическими примесями. Для нагнетательных скважин концентрация механических примесей до 60 мг/л не оказывает существенного влияния на их состояние (за исключением слабопроницаемых коллекторов, менее 0,2 мкм²). Но даже небольшое увеличение концентрации выше 60 мг/л приводит к заметному снижению приемистости скважин [1].

Кроме этого, при добыче газа присутствие различных агрессивных химических соединений будет приводить к износу труб и разрушению рабочих частей технологического оборудования по подаче и использованию природного газа, а также негативно сказываться на работоспособности контрольно-измерительной аппаратуры компрессорных станций и трубопроводов.

Газодобывающие компании в таких условиях вынуждены осуществлять модернизацию или реконструкцию существующего технологического оборудования в целях соблюдения требований к качеству товарного газа, установленных СТО Газпром 089-2010.

Одним из эффективных решений проблемы присутствия механических примесей в газе или нефти является метод центробежной очистки. При этом методе удаление механических примесей происходит под действием центробежной силы [2].

Для реализации центробежной очистки используют аппараты двух типов: гидроциклоны и центрифуги.

Для исследования этой проблемы была использована установка, предназначенная для моделирования и определения основных параметров процесса улавливания механических примесей и твердых гидратов в газовом потоке трубопровода с применением эжектора.

Установка состоит из эжектора 2 снабженного приемной воронкой 1 с регулируемым центральным соплом. К выходному срезу эжектора (диффузору) присоединен трубопровод. На выходе трубопровода смонтирован циклон 5 с форбункером 7. К выхлопному патрубку циклона присоединено колено с измерительной трубой 6. Питание установки сжатым воздухом осуществляется от баллона 3 емкостью 40 литров заполненного воздухом до 15 МПа, либо воздушным компрессором. Понижение давления воздуха до необходимого значения осуществляется рамповым редуктором ДКР-250 4. Подвод пониженного давления воздуха к редуктору производится через гибкий шланг. Схема экспериментальной установке представлена на рис. 1.

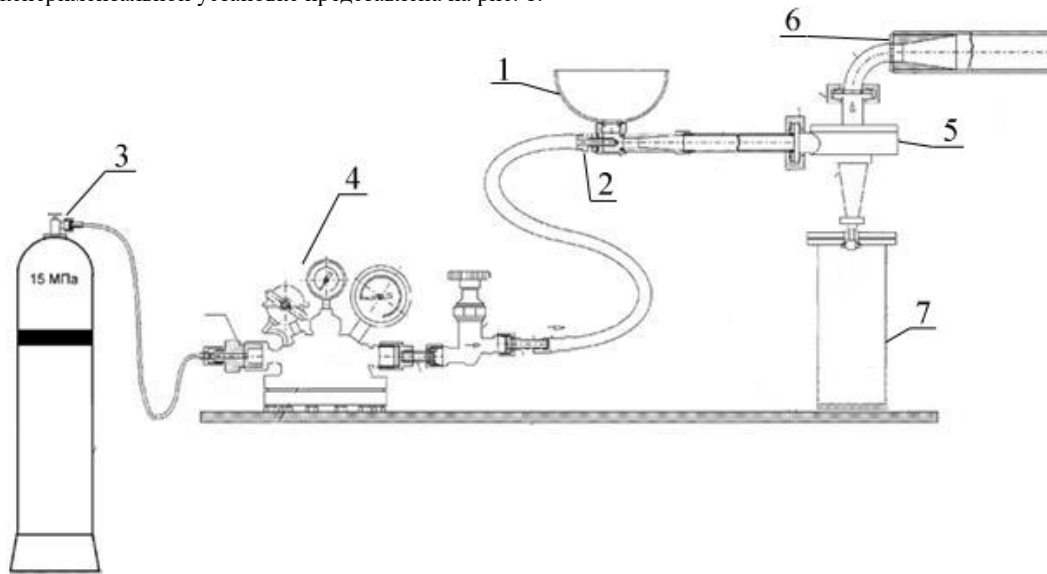


Рис 1 Установка отделения механических примесей

Данная установка работает следующим образом. В приемную воронку 1 помещается песок с заданной дисперсностью. Из баллона через редуктор 4 подается воздух с необходимым давлением на эжектор 2. В результате эжекционного эффекта образуется движения газового потока с механическими примесями по транспортной трубе, затем двухфазный поток поступает в циклон 5. В результате движения двухфазного потока по касательной к внутренней поверхности корпуса в циклоне происходит вращение потока неочищенного газа со скоростью, обеспечивающей появление центробежной силы, превышающей силу тяжести. При этом тяжелые частицы механических примесей под действием центробежной силы накапливаются у внутренней поверхности корпуса циклона. Здесь частицы теряют центробежную скорость, избавляются от воздействия центробежной силы, преодолевая силы трения, под воздействием собственной тяжести смещаются вниз в форбункер [3].

В ходе работы были получены данные о степени очистки газа при различной концентрации от 20 г/м³ до 75 г/м³ при расходе газа от 70 м³/ч до 90 м³/ч. Лабораторные испытания показали работоспособность данного способа очистки газа. На рис.2 представлен график результатов стендовых испытаний установки по очистке газа с концентрацией механических примесей 75 г/м³ для песка дисперсностью d₁=1,5-2 мм и d₂=50-80 мкм.

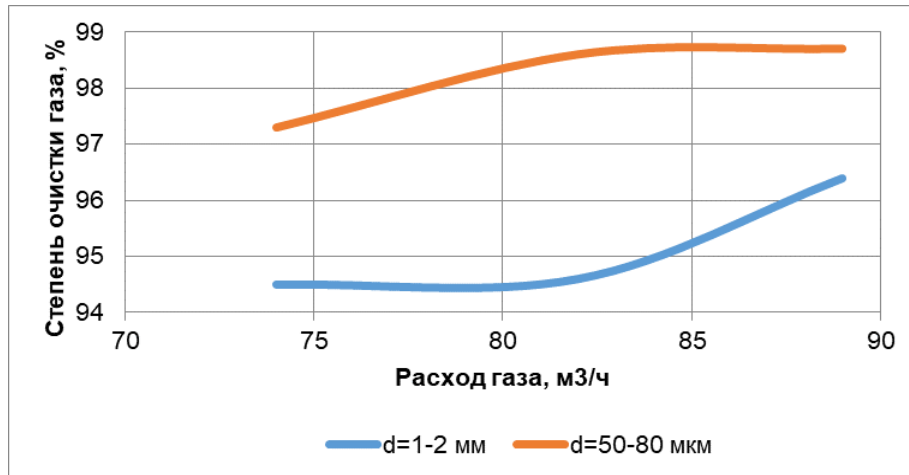


Рис.2 График зависимости эффективности удаления механических примесей от расхода газа.

Как видно из рис.2 установка может с высокой эффективностью улавливать механические частицы размером 50-80 мкм и чуть менее эффективно более крупные – 1,5-2 мм. С повышением подачи газа обеспечивается лучшая его сепарация.

В результате проведенной работы получены результаты стендового испытания установки по очистке газа от механических примесей, доказана ее эффективность и выявлена зависимость степени очистки от расхода газа, определены оптимальные параметры ее работы.

Литература

1. Осложнения в нефтедобыче / Н.Г. Ибрагимов, А.Р. Хафизов и др.; Под ред. Н.Г. Ибрагимова, Е.И. Ишемгужина. – Уфа: ООО «Издательство научно-технической литературы “Монография”», 2003. – 302 с.
2. Подготовка нефти и газа к транспортировке: учебное пособие для СПО / Закожурников Ю.А. – Волгоград: Издательский Дом «Ин-Фолио», 2010. – 176 с.
3. В.И. Юрков, И.В. Свиридов и др. Циклон//Изобретения и рацпредложения в нефтегазовой промышленности. – Москва, 2004. – №2. – с. 54 – 55.

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ РЕАГЕНТА «АКТИВНОЙ ЦЕЛЛЮЛОЗНОЙ МУКИ» ДЛЯ РАБОТ ПО ВЫРАВНИВАНИЮ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ И РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ В БОБРИКОВСКИХ КОЛЛЕКТОРАХ МЕЛЕКЕССКОЙ ВПАДИНЫ

М.Е. Домрачев, П.В. Исаев, Ф.А. Губайдуллин
 Научный руководитель – доцент Ф.А. Губайдуллин
 Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, Россия

В работе представлены результаты ранее выполненных опытно-промышленных работ (ОПР) по выравниванию профиля приемистости (ВПП) и ремонтно-изоляционных работ (РИР) с использованием композиции активной целлюлозной муки (АЦМ) в коллекторах бобриковского горизонта.

Месторождения в геологическом отношении располагаются в западной части Жигулевско-Оренбургского свода Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Залежи нефтяные, пластово-сводовые и пластово-сводовые литологически экранированные. Нефтеносными отложениями месторождений являются терригенные пласты Б₀, Б₁, Б₂ бобриковского и тульского горизонтов визейского яруса, карбонатный пласт Б₃ упинского горизонта турнейского яруса, карбонатный пласт С_{1t} турнейского яруса и пласт А₄ башкирского яруса (таблица).

Таблица

Коллекторские свойства продуктивных пластов месторождений

Месторождение	Горизонт, ярус, пласт	Толщина, м		Порист., д. ед. средн.	Нефтена сыщ., д.е средн.	Прониц., мкм ² средн.	Коеф. расч. средн.	Коеф. песч. средн.
		общая средн.	неф-тен. средн.					
Х	С _{1bb} , пласт Б ₀	4,3	2,6	0,21	0,76	0,103	0,809	1,6
	С _{1bb} , пласт Б ₁ +Б ₂	2,5	3	0,25	0,82	0,43	0,913	1,33
У	С _{1bb} -С _{1tl} , пласт Б ₀	1,9	1,75	0,17/0,22	0,59/0,75	0,207	1,2	0,8
	С _{1bb} , пласт Б ₁	9,6	6,1	0,2	0,8	1,165	2,1	0,8
	С _{1bb} , пласт Б ₂	3,6	3,6	0,2	0,72/0,79	1,165	2,2	0,7
	пласт С _{1t}	5,1	2,5	0,14	0,75	1,11	1,2	0,7

СЕКЦИЯ 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Композиция АЦМ представляет собой смесь целлюлозосодержащего полимера и алюмосиликатных компонентов. При закачке указанной композиции в скважину в обводненной зоне пласта образуются органико-неорганические гидрогели, обладающие вязкоупругими свойствами. В случае закачки композиции в добывающие скважины происходит блокирование высокопроницаемых каналов, что позволяет снизить обводненность добываемой продукции, а также происходит подключение ранее не раздренированных (в случае использования композиции с целью выравнивания профиля приёмистости (ВПП) нагнетательных скважин) участков пласта.

При закачке композиции в нагнетательные скважины с целью ВПП композиция переходит в структурированное состояние, позволяющее эффективно блокировать высокопроницаемые каналы и источники обводнения скважин, способствуя подключению в активную разработку слабо дренируемых участков пласта-коллектора [1-8].

Опытные работы по ВПП с закачкой АЦМ осуществлялись в коллекторах бобриковского горизонта месторождения X в середине июля 2016 года (рис. 1, 2). Данный вид работ был выполнен на участке нагнетательной скважины №7 (реагирующих добывающих скважин №37 и №40).



Рис. 1 Динамика работы скважины № 37 (АЦМ)



Рис.2 Динамика работы скважины № 40 (АЦМ)

Суточный прирост добычи нефти в скважинах №37 и №40 составил порядка 9 тонн/сутки.

За период действия эффекта дополнительная добыча нефти от проведенного мероприятия составила 3281,9 т (751,7 т на скв. №37 и 2530,2 т на скв. №40), среднесуточный прирост нефти составил $\approx 4,5$ т.

Способность реагента АЦМ по сравнению с другими композициями для РИР образовывать упругие системы в более удаленной части пласта, нежели в призабойной зоне пласта (ПЗП), достигается за счёт постепенного раскрытия структуры главной дисперсной составляющей реагента.

Опытные работы по РИР с применением АЦМ проводились на коллекторах бобриковского горизонта месторождения Y на участке добывающих скважин № 34, № 59 и № 67 во втором полугодии 2017 года (рис. 3-5).



Рис. 3 Сравнение показателей скважины № 34 до и после РИР

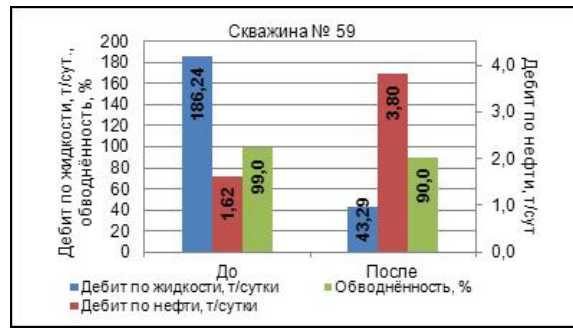


Рис. 4 Сравнение показателей скважины № 59 до и после РИР

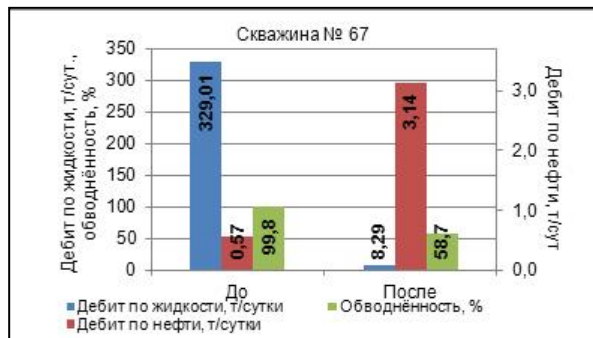


Рис. 5 Сравнение показателей скважины № 67 до и после РИР

Скважина № 34 до проведения работ работала с суточным дебитом 287 м³ жидкости, при обводненности 98 %. После вывода на режим данная скважина стала давать 9,6 м³ жидкости в сутки, при обводненности 72 %. Суточный прирост добычи составил 1,5 тонн/сутки нефти.

Скважина № 59 до проведения работ работала с суточным дебитом 170 м³ жидкости, при обводненности 99 %. После вывода на режим скважина № 59 стала давать 40 м³ жидкости в сутки, при обводненности 90 %. Суточный прирост добычи в скважине составил 2,2 тонн/сутки нефти.

Скважина № 67 до проведения работ работала с суточным дебитом 300 м³ жидкости, при обводненности 99,8 %. После проведения работ скважина № 67 стала работать с суточным

дебитом 8 м³, при обводненности 58,7 %. Суточный прирост добычи в скважине № 67 составил 2,6 тонн/сутки нефти.

Применение композиции АЦМ при производстве ремонтно-изоляционных работ (РИР) на указанных объектах позволило снизить добычу по жидкости в 4,3 - 39,7 раз (в среднем в 13 раз), уменьшить обводненность на 9 - 41,1 % (в среднем на 25,9 %), что позволило увеличить добычу нефти в среднем на 1,14 т/сут.

Полученные данные свидетельствуют о высоком потенциале дальнейшего применения реагента как для работ по ВПП, так и для РИР на эксплуатационных объектах бобриковского горизонта.

Литература

1. Губайдуллин Ф.А. Методология физико-химического воздействия при нефтеизвлечении из сложнопостроенных терригенных коллекторов. Нетрадиционные коллекторы нефти, газа и природных битумов. Проблемы их освоения. Материалы научной конференции. – Казань: Изд-во Казанского университета, 2005, с.87-88.
2. Губайдуллин Ф.А., Губайдуллин А.А., Фирсов С.В., Осипов П.В. Влияние физико-химических методов воздействия на фильтрационно-емкостные свойства карбонатных пород-коллекторов нефти. Труды XVII Менделеевский съезда по общей и прикладной химии, Казань, 21-26 сентября 2003 г., т 4 с.379.
3. Губайдуллин Ф.А., Ибатуллин Р.Р., Кандаурова Г.Ф., Хусаинов В.М., Фирсов С.В. Влияние техногенных факторов и физико-химические методы воздействия на коллекторские свойства карбонатных коллекторов. Труды 12-го Европейского симпозиума «Повышение нефтеотдачи пластов», Казань, 8-10 сентября, 2003 г., с.218 – 223.
4. Губайдуллин Ф.А., Исаев П.В., Сайфутдинов М.А. Анализ ремонтно-изоляционных работ с использованием активной целлюлозной муки на продуктивных отложениях месторождений восточного борта Мелекесской впадины / Нефтепромышленное дело. № 12, 2017 г., с.63-66 – 4 с.
5. Губайдуллин Ф.А., Крупин С.В., Фирсов С.В. Разработка основ регулирования фильтрационных характеристик пористых сред с ухудшенными коллекторскими свойствами при проведении технологических работ по увеличению нефтедобычи. Труды XVII Менделеевский съезда по общей и прикладной химии, Казань, 21-26 сентября 2003 г. 4 с.478.
6. Губайдуллин Ф.А., Марсов А.А. Фильтрационные испытания порошковой композиции АЦМ для изоляции водопритока в добывающих скважинах и блокады обводненных пластов в нагнетательных скважинах / Вестник технологического университета. Т 19, № 21, с.38-41 2016 г., с.38-42 – 5 с.
7. Заявка на изобретение, решение RU № 2016126294, Бюл. № 32 от 20.11.2016. Активная целлюлозная мука для изоляции водопритоков в добывающих скважинах и блокады обводненных пластов в нагнетательных скважинах / Губайдуллин Ф.А., Кадыров И.В. – 1 с.
8. Патент RU № 2575488, Бюл. № 35 от 20.12.2014. Целлюлозная мука для изоляции водоносных или обводненных пластов с целью повышения нефтеотдачи и способ ее получения / Губайдуллин Ф.А., Кашаев Р.А.

**ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ВНУТРИПЛАСТОВОЙ ВОДОИЗОЛЯЦИИ В
КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПОЛИМЕРНЫХ СОСТАВОВ**

В.С. Дряхлов

Научный руководитель – ассистент А.М. Шагиахметов

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

В связи с истощением запасов в традиционных терригенных коллекторах доля трудноизвлекаемых нефтей карбонатных залежей в общемировой добыче с каждым годом растет. Одной из главных проблем эксплуатации карбонатных залежей является раннее поступление пластовой воды в призабойную зону пласта (ПЗП) по высокопроницаемым каналам-трещинам, что приводит к преждевременному обводнению продукции и уменьшению конечного коэффициента нефтеотдачи. В связи с этим разработка карбонатных залежей зачастую предусматривает проведение водоизоляционных работ (ВИР). В представленной работе проведен анализ эффективности применения полимерных водоизоляционных составов в условиях карбонатных коллекторов.

В ООО «СНК» была разработана полимерная композиция «СОФИТ» на основе смеси синтетических водорастворимых смол (90 %) отверждаемых щелочью (10%) в качестве тампонажного материала для скважин с низкой приемистостью: 40 – 80 м³/сут [2]. Область применения состава – ликвидация негерметичности эксплуатационной колонны (ЛНЭК) и селективное устранение прорыва закачиваемых или контурных вод по отдельным интервалам. Опытно-промышленные работы (ОПР) по изоляции водопритоков составом «СОФИТ» в условиях карбонатного коллектора проводились в 2010-2011 годах на скважине 142 Западно-Коммунарского месторождения, эффект не был получен. В то же время композиция была испытана на терригенных пластах Мухановского месторождения в бездействующих скважинах 86 и 1114, обводненность скважин после обработки составила 94 и 98 % соответственно, дебит нефти – 2 и 1 т/сут [3]. В целом, ОПР по селективной изоляции с применением состава «СОФИТ» не являются успешными. В 2016 году на Суторминском месторождении были проведены работы по ЛНЭК с использованием композиции, показавшие ее эффективность – после проведения ремонтно-изоляционных работ (РИР) эксплуатационная колонна была признана герметичной [2].

Наибольшее распространение как в России, так и за рубежом получили гелеобразующие полимерные составы на основе полиакриламида (ПАА) и полиакрилонитрила (ПАН). Сотрудниками ТатНИПИнефть разработана полимерная система на основе водорастворимого ПАА DP9-8177 (0,7 – 1 % по массе) модифицированного оксидом цинка (0,05 – 0,08 %) армированная базальтовой фиброй (0,05 – 0,3 %), в качестве сшивателя используется ацетат хрома (0,6 – 1 %). Армированная полимерная система была опробована в ходе ОПР в 2013-2014 годах на трех скважинах Ромашкинского месторождения эксплуатирующих карбонатный пласт, технологическая эффективность проведенных работ составила 100%. На трех скважинах ООО «Самаранефтегаз» был опробован полимерно-эмульсионный состав (ПЭС) на основе ПАА (до 0,5 %), бетонита (до 1 %) и эмульгатора (до 0,35%) [3]. Успешность ВИР с составом ПЭС составила 66%, однако продолжительность эффекта крайне мала (в среднем 4 месяца). На четырех скважинах ОАО «Татнефть» были проведены ОПР с использованием суспензии порошка акрилового сополимера В 50Э в водном растворе ПАА DP9-8177 (0,3 %). Данный состав предназначен для изоляции подошвенных вод и водоносных пластов. В Уфе сотрудниками НПП «Комплекс-Ойл» была разработана полимерная композиция РЕАКОМ на основе кислот акрилового ряда и реагента-сшивателя, принцип создания водоизолирующего экрана – осадкообразование. Технология была применена в 2010 году на 6 скважинах месторождений ОАО «Белкамнефть» в Удмуртии, успешность ОПР – 83 %. Стоит отметить длительную продолжительность эффекта обработки призабойной зоны составом РЕАКОМ, которая составляет в среднем 16 месяцев. Известен опыт применения композиции на основе ПАА с добавлением сшивателя – цитрата алюминия, технология применялась на месторождениях Вала Гамбурцева в период 2008 – 2012 гг. Всего было произведено 35 скважино-операций, снижение обводненности продукции скважин составило 10-15%. В 2015 году было проведено 14 операций по селективной изоляции водопритоков на скважинах ОАО «Удмуртнефть» с применением состава на основе ПАА и глины. В таблице 1 приведены результаты анализа данных ОПР с использованием составов на основе ПАА.

Таблица 1

Эффективность применения составов на основе ПАА в карбонатных коллекторах

Технология	Число скважино-операций	Средний прирост дебита нефти, т/сут	Среднее снижение обводненности, %	Дополнительная добыча на одну скважино-операцию, тонн	Технологическая эффективность, %
Армированный ПАА	3	5,3	65	650	100
ПЭС	3	4,3	33,3	228	66
ПАА + В 50Э	4	2	42,3	409	50
РЕАКОМ	6	1,9	24,5	-	83
ПАА + глина	14	1,3	-	-	79

Сотрудниками БелНИПИнефть был разработан состав «ГПАН» на основе гидролизованного ПАН, модифицированного добавками фруктозы и сульфанола. В 2008 году на скважинах Малодушинского и Южно-Осташковичского месторождений Республики Беларусь были проведены ОПР по отсечению обводненного интервала пласта (ООИ) и ликвидации заколонных перетоков (ЛЗП) с применением «ГПАН», эффективность которых составила 100% с продолжительностью эффекта в течение 3-х лет. Помимо «ГПАН» БелНИПИнефть была предложена композиция «ОВП-1», состоящая из щелочного гидролизата полиакрилонитрильного волокна с модифицирующими добавками. «ОВП-1» был опробован на ряде месторождений Республики Беларусь в ходе работ

по ООИ и ЛЗП [1]. Принцип получения водоизолирующего экрана у данных составов – осадкообразование. Во ВНИИКРнефть был разработан состав АКОР-Б100 на основе кремнийорганических соединений: тетраэтоксилана и этилсиликатов. Композиция относится к отверждающимся под воздействием катализаторов. В 1990-1992 гг. были проведены ВИР с применением АКОР-Б100 на 34 скважинах Усинского месторождения. Состав АКОР-Б100 был улучшен НПФ «Нитпо» и выпущен под маркой АКОР-БН102, новое поколение кремнийорганических водоизоляционных составов практически не образует осадка при смешивании с водой, обладает улучшенными фильтрационными и прочностными свойствами. АКОР-БН102 был опробован в ходе ВИР на скважинах месторождений Республики Беларусь в течение 2003-2008 гг. В таблице 3 представлены данные по ВИР с применением составов на основе ПАН и кремнийорганических составов.

Таблица 2

Эффективность применения составов на основе ПАН и АКОР в карбонатных коллекторах

Технология	Число скважино-операций	Средний прирост дебита нефти, т/сут	Дополнительная добыча на одну скважино-операцию, тонн	Технологическая эффективность, %
ГПАН	2	3,4	4711	100
ОВП-1	12	11,6	7385	83
АКОР-Б100	34	-	2764	73,5
АКОР-БН102	74	-	1573	75,7

Выводы:

1. Применение композиции «СОФИТ» для селективной водоизоляции карбонатного пласта не дало положительных результатов, что обусловлено большей приемистостью скважин по сравнению с рекомендуемой, т.к. перед закачкой состава были проведены соляно-кислотные обработки. «СОФИТ» рекомендуется к применению для РИР по ЛНЭК в интервале температур 20 – 100 °С.

2. Среди композиций на основе ПАА наиболее перспективной является технология армированного полиакриламида, однако опыт применения состава ограничен 3-мя скважино-операциями, требуется проведение большего числа ОПР в условиях различных карбонатных коллекторов. Состав РЕАКОМ имеет положительный опыт применения на карбонатных пластах Удмуртии, наиболее эффективная область применения данной композиции – ограничение водопритока в сильно обводненных (более 90%) скважинах. Селективная водоизоляция составом на основе ПАА и глины дает стабильный (79% успешности), но не значительный эффект – прирост дебита скважин по нефти составил всего 1,3 м³/сут. Испытание полимерно-эмульсионного состава в условиях карбонатных пластов дало приемлемый показатель эффективности (66%), однако продолжительность эффекта в среднем составила 4 месяца – что является неудовлетворительным – во многом это обусловлено предварительными кислотными обработками скважин. Состав требует доработки по части докрепления в пласте и предотвращения выноса пластовым флюидом. Опыт применения водонабухающих эластомеров неоднозначен, состав требует дополнительных испытаний в ходе ОПР.

3. Осадкообразующие составы ГПАН и ОВП-1 продемонстрировали свою эффективность в условиях карбонатных коллекторов Республики Беларусь. Однако, промышленное производство водоизолирующего состава ГПАН не было налажено, его применение ограничено опытной партией. Технология ОВП-1 наиболее эффективна для проведения селективной изоляции протяженных водонасыщенных интервалов в добывающих скважинах, требующих больших объемов закачиваемого реагента.

4. ОПР с кремнийорганическими гелеобразующими составами АКОР были проведены с высоким показателем технологической эффективности более чем на 100 скважинах Удмуртии и Республики Беларусь. Технология АКОР-Б100 является предшественником АКОР-БН102, в настоящее время снята с производства. АКОР-БН102 рекомендуется к применению для селективной водоизоляции небольших по мощности водонасыщенных пропластков ввиду высокой удельной стоимости состава.

Литература

1. Лымарь И.В. Обзор новых технологий изоляции водопритока, внедренных на нефтяных месторождениях Республики Беларусь / И.В. Лымарь // Нефтегазовое дело. – 2011. – №5. – С. 122-132
2. Рожков, А.П. Методы интенсификации добычи нефти путем ограничения водопритока и гидрофобизации пласта / А.П. Рожков, А.Г. Орлов, А.В. Генералов // Инженерная практика. – 2016. – №8.
3. Селективная изоляция водопритоков в скважинах ОАО «Самаранефтегаз» / С.А. Урусов, В.А. Елесин, В.К. Бочкарев, В.А. Стрижнев, А.Ю. Пресняков // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2011. – № 22, январь-март. – С. 26-29.

**КОЛОНОЧНАЯ НАСЫПНАЯ МОДЕЛЬ КОЛЛЕКТОРА ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ИЗМЕНЕНИЯ
СОСТАВА И СВОЙСТВ НЕФТИ В ПЛАСТЕ ПАРОГАЗОВЫМИ СМЕСЯМИ ЛЕГКИХ
УГЛЕВОДОРОДОВ**

А.Д. Ермак, Н.В. Мизина

Научный руководитель – доцент Ю.В. Коржов

Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск, Россия

Эффективным направлением извлечения остаточных нефтей является воздействие на нефтенасыщенный пласт растворителями. Ограничениями для внедрения «растворительных» методов в практику добычи являются большой расход реактивов на тонну извлеченной нефти и опасность коагуляции пласта и призабойных зон в результате осаждения асфальтенов. Поэтому разработчики стремятся избежать растворителей, вызывающих деасфальтенизацию нефти или, вводят ингибиторы осаждения асфальтенов. В то же время асфальтены присутствуют в нефтях в низких концентрациях, в среднем от 0,1 до 5 %, это Их нефтехимическая переработка затруднена и мало эффективна. Логично не стремиться сохранить асфальтены в нефти, а применить растворитель для уменьшения вязкости нефти и при этом оставить в пласте асфальтены в качестве неизвлекаемой части.

Ранее проводимые нами исследования [1] показали, что при добавлении в нефть нефтяных растворителей, уменьшение вязкости происходит практически мгновенно, экспоненциально, в соответствии с величиной добавки. Но при использовании растворителей, осаждающих асфальтены, уменьшение вязкости нефти со временем нарастает, как результат деасфальтенизации. При этом, осаждение асфальтенов протекает в две стадии. Сначала осаждается высокополярная часть (менее 10 % от максимально возможного количества осадка) асфальтенов при добавлении растворителя к нефти в количестве 5-40 % об. от объема смеси, затем, при добавлении растворителя более 50 % об. от объема смеси, происходит массовое осаждение асфальтенов. Основное снижение вязкости нефти (более чем в 5 раз) происходит на первой стадии осаждения асфальтенов. Дальнейшее добавление растворителя (более 40 % от объема смеси) с целью уменьшения вязкости оказывается не рентабельным и может привести к ухудшению фильтрационно-емкостных свойств коллектора.

Таким образом, при правильном регулировании процесса закачки в пласт алканового растворителя можно добиться максимального и устойчивого понижения вязкости нефтяной системы при ограниченном осаждении асфальтенов. Традиционно информацию о условиях смешивающего воздействия растворителями на нефть получают из фильтрационных экспериментов на керновых моделях пласта с применением дорогостоящих фильтрационных установок. Подготовка и проведение одного эксперимента составляет около 4-5 суток, а для получения графической зависимости нефтеотдачи от меняемых термобарических условий нужно несколько недель напряженной работы. В то же время, ряд вопросов можно решить с применением короткой насыпных моделей, как наиболее экспрессного варианта выполнения фильтрационных экспериментов.

Применяемая в данном исследовании короткая насыпная фильтрационная модель пласта (схема установки приведена на рисунке) предназначена для сравнительного изучения воздействия на адсорбционную на породе нефть разных легких алкановых растворителей C₅-C₉ в виде их парогазовой смеси с газом пропаном, в разных термодинамических условиях. Решаемыми задачами являлись: 1) выбор параметров воздействия парами легких алканов на нефть в условиях её адсорбции на породе; 2) получение количественной информации по эффективности процесса при действии различными растворителями, при различных температурах, количествах растворителя, продолжительности воздействия.

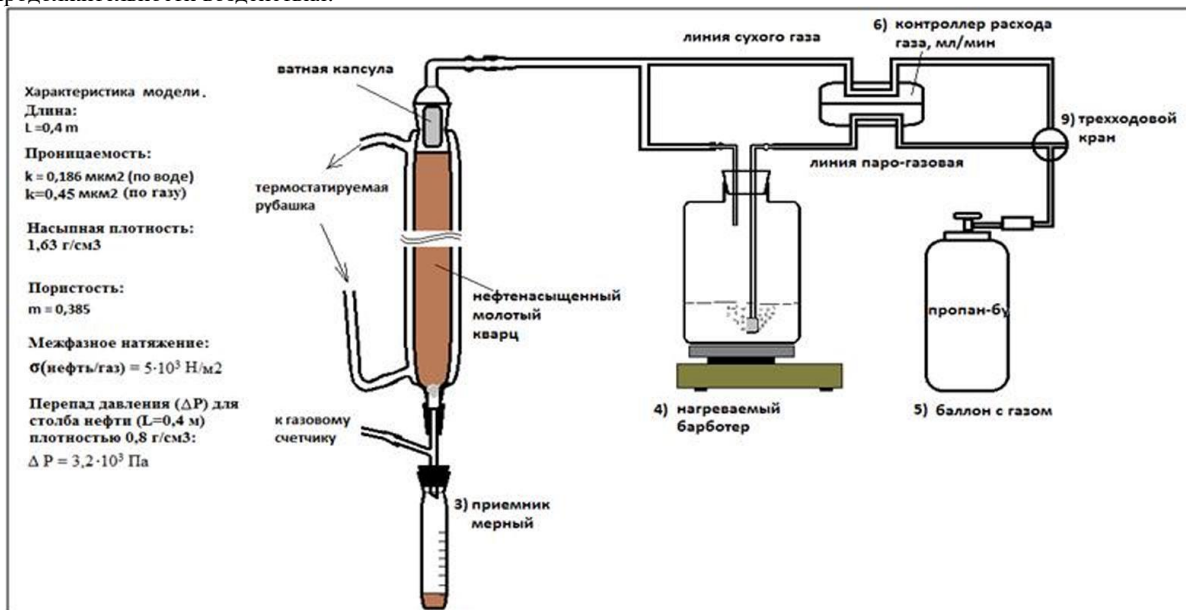


Рис. Схема насыпной колоночной модели с указанием принятых (величины проницаемости [2] и межфазного натяжения) и измеренных (пористость, длина, плотность нефти, насыпная плотность) характеристик

Применяли стеклянные термостатированные колонки длиной 40 см и внутренним диаметром 1,8 см. В качестве модели нефтенасыщенной породы выбран молотый кварц (фракция 0,1-1,0 мм) с нанесенным на него различным количеством нефти Западно-Сальмского месторождения. Деасфальтенизирующий растворитель доставляли в поровое пространство в виде парогазовых смесей с пропаном. Параллельно выполняли холостой опыт с прокачиванием чистого газа пропана в моделируемых условиях.

$$[\sigma / (k \cdot \text{grad}P)]_{\text{мод}} = [\sigma / (k \cdot \text{grad}P)]_{\text{нат}},$$

где σ – межфазное натяжение; k – проницаемость, $\text{grad}P$ – разность давлений на входе и выходе системы, модель наиболее подобна пластовым условиям для среднепроницаемых коллекторов или условиям, отвечающим трещинам с проницаемостью на уровне 2 мкм².

Экспериментально были решены задачи дозирования вводимого растворителя с обеспечением максимального охвата нефтенасыщенной породы воздействием, сбора и контроля состава продукции. Режимы прокачивания реагентов включают: 1) прокачка сухого пропана порциями по 200 см³ в течение 1 часа – для насыщения колонки углеводородной фазой; 2) прокачка пропана порциями по 200 см³ через линию барботирования с растворителем, с обеспечением подачи в колонку суммарно не менее 0,2-0,5 кратного объема растворителя по сравнению с объемом нефти. Рефрактометрия использована в качестве метода контроля состава выходящей из колонки смеси нефть-растворитель. Содержание асфальтенов в продуктах, остающихся и выходящих из колонки, определяли гравиметрией по ГОСТ 11851-85 (п. 1.2.2-1.2.5).

Эксперименты были проведены модельных образцах нефтенасыщенного кварцевого песка с величиной нефтенасыщения 6,6, 9,0 и 11,0 % (об.) при температурах: 25, 40 и 60°C. В качестве образцов деасфальтенизирующих алкановых растворителей выбраны н-гексан, петролейные эфиры марок ПЭ 40-70 и ПЭ 70-100 и циклогексан. Данные материального баланса и содержания асфальтенов в продуктах экспериментов с н-гексаном приведены в таблице.

Таблица

Продукция колоночного эксперимента с н-гексаном

Шифр образца	Продукт	Количественная характеристика				
		Количество продукта		Содержание асфальтенов*		
		мл	%, отн	абс., г	мг/мл	%, мас.**
Обработка паро-газовой смесью пропан-н-гексан						
6-25	Исх. нефть	3,43	100	0,0590	17,21	1,95
	Подвижная фаза	1,33	38,78	0,0174	13,11	1,49
	Остаток нефти на породе	2,10	61,22	0,0416	19,81	2,24
6-25(2 сут.)	Исх. нефть	3,41	100	0,0587	17,21	1,95
	Подвижная фаза	1,66	48,68	0,0105	6,32	0,72
	Остаток нефти на породе	1,75	51,32	0,0482	27,54	3,12
6-40	Исх. нефть	3,32	100	0,0571	17,21	1,95
	Подвижная фаза	0,10	3,01	нет прод.	нет прод.	нет прод.
	Остаток нефти на породе	3,22	96,99	0,0548	17,02	1,93
9-25	Исх. нефть	4,59	100	0,0790	17,21	1,95
	Подвижная фаза	3,79	82,57	0,0374	9,87	1,12
	Остаток нефти на породе	0,80	17,43	0,0416	52,00	5,89
9-40	Исх. нефть	4,59	100	0,0790	17,21	1,95
	Подвижная фаза	3,27	71,24	0,0148	4,53	0,51
	Остаток нефти на породе	1,32	28,76	0,0642	48,64	5,51
11-25	Исх. нефть	5,90	100	0,1015	17,21	1,95
	Подвижная фаза	5,57	94,41	0,0647	11,62	1,32
	Остаток нефти на породе	0,33	5,59	0,0368	111,52	12,63
11-40	Исх. нефть	5,81	100	0,1000	17,21	1,95
	Подвижная фаза	4,64	79,86	0,0293	6,31	0,72
	Остаток нефти на породе	1,17	20,14	0,0707	60,43	6,85

*содержание асфальтенов определено: в остаточной нефти - весовым методом, в подвижной фазе – по разнице содержания асфальтенов в исходной нефти и в остатке на породе;

** в пересчете на остаточную нефть плотностью $\rho_{20}^4=0,8826$ г/см³

Шифр образцов включает данные о содержании нефти на песке (6,6, 9,0 и 11,0 % (об.)), температуру термостатирования колонки (25 и 40°C)

Результаты исследования показали:

1) применение парогазового воздействия легкими алканами C₅-C₉ на нефтенасыщенную породу, обеспечивает мобилизацию и истечение нефти под действием гравитации даже при низком её содержании на породе;

2) зафиксирован рост нефтеотдачи системы в условиях эксперимента с увеличением содержания нефти на породе;

3) температурные условия являются важнейшим фактором для смешивания нефти и паров растворителя. Если температурные условия не обеспечивают растворение легких алканов C₅-C₉ в нефти, изменений вязкости системы не будет, фазовых изменений системы не будет, а, следовательно, практически отсутствует нефтеотдача;

4) в температурных условиях эксперимента наиболее устойчивое нефтеизвлечение достигается при применении ПЭ 70-100, так как он хорошо растворяется в нефти как при 25, так и 40°C.

Литература

1. Нехорошев С.В., Коржов Ю.В., Кузьменко О.С., Кульков М.Г. Особенности осаждения асфальтенов нефти Западно-Салымского месторождения некоторыми алифатическими углеводородами // Естественные и технические науки. – 2016. - № 12 (102). – С. 14-22.
2. Рахбари Н.Ю. Экспериментальная модель разгазирования предельно насыщенных вод в пористой среде при пластовом давлении ниже давления насыщения / Современные проблемы науки и образования. – 2011. – № 4.

**ИССЛЕДОВАНИЕ АНИЗОТРОПИИ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ ТЕРРИГЕННЫХ
КОЛЛЕКТОРОВ**

Р.И. Ермеков

Научный руководитель – доцент В.П. Меркулов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящей работе рассматривается проблема изучения анизотропии проницаемости терригенных коллекторов в ходе разработки месторождений России. В обычном представлении, под фильтрационной анизотропией понимается соотношение горизонтальной K_h и вертикальной K_v проницаемостей, которое отражает неравномерно ориентированные неоднородности в структуре породы. Кроме этого, величина анизотропии характеризуется ориентацией или азимутом направления максимальной оси проницаемости и масштабом проявления. Её существование подтверждается многими исследованиями по всему миру. На текущий момент в России наиболее распространенным способом разработки является заводнение. Месторождения с таким способом разработки на поздних стадиях разработки характеризуются высокой обводненностью продукции скважин и низким значением коэффициента охвата пласта под воздействием. Такие результаты связывают с наличием анизотропии и движением воды по избирательным направлениям высокопроницаемых пластов от нагнетательных к добывающим скважинам [1]. Эффективность, весьма широко обсуждаемого метода, направленного гидроразрыва пласта (ГРП) зависит от задания направления трещин. Это направление зависит от соотношений радиального и тангенциального напряжений природного поля напряжений в пластах, которое в свою очередь, определяется наличием степени анизотропии в том или ином направлениях [2]. Таким образом, важность анизотропии проницаемости состоит в том, что она может сильно влиять на размещение нагнетательных и добывающих скважин для увеличения нефтеотдачи, а также её величина имеет значительное влияние на протекание гидродинамических процессов в разрабатываемых пластах при последующих стадиях разработки.

Считается, что природа анизотропии в терригенных коллекторах обусловлена взаимодействием двух или более процессов осадконакопления в горизонтальном/вертикальном направлениях и последующими тектоническими воздействиями, процессами выщелачивания и карбонизации. Как следствие, это приводит к изменению минералогии, размеров зёрен и других петрофизических параметров [3]. Таким образом, анизотропия терригенных коллекторов зависит как на микроуровне от направления ориентировки зёрен, так на макроуровне от наличия непроницаемых барьеров или фильтрационных каналов. Для сравнения в карбонатных коллекторах степень анизотропии определяется интенсивностью и различной ориентировкой трещиноватости, а также общих процессов перекристаллизации карбонатных пород с погружением на глубину [4].

Выявление и изучение анизотропии возможно несколькими способами. В работе описаны способы изучения явления на предварительно ориентированных образцах керна, индикаторных исследованиях (трассерных исследованиях) и методов гидродинамических исследованиях скважин (ГДИС). На основе данных методов можно оценивать фактическую анизотропию в виде сравнения количественных характеристик рассматриваемых свойств. Исследования на микро- и мезоуровнях (образцах керна и его шлифов) начинаются с пространственной ориентировки керна с помощью палеомагнитного метода. Он основан на способности породы, в момент образования, сохранять в своей структуре направление магнитного поля планеты в виде вектора остаточной намагниченности. В свою очередь, остаточная намагниченность состоит из суммы первичной и вязкой намагниченности. Последнее слагаемое, отражает влияние современного магнитного поля Земли. Для устранения влияния вязкой намагниченности, образец подвергают нагреваниям и переменным магнитным полям. Таким образом, керн становится ориентированным по полю происхождения пород и позволяет фиксировать упорядоченность структуры пород. Дальнейшее изучение подготовленных образцов, возможно, как и на явлении остаточной намагниченности, так и на основе упругих свойств горных пород. Итогом этих исследований может быть построение роз-диаграмм, отражающих тренды анизотропии по соответствующим свойствам [5]. Изучения на макроуровне могут быть проведены посредством трассерных исследований и ГДИС.

Суть трассерных исследований заключается в нагнетании в пласт жидкости с индикатором через нагнетательную скважину и регистрации момента её проявления в добывающих скважинах. При данных исследованиях получают следующие значения: среднюю и максимальную скорости движения индикатора и время появления индикатора. Так как, проницаемость и скорость движения индикатора зависят друг от друга линейно, то это даёт возможность охарактеризовать неоднородность межскважинного пространства [6,7].

Одним из методов ГДИС, позволяющий выявлять анизотропию является гидропрослушивание пласта. Суть этого метода заключается в изменении отбора жидкости в возмущающих скважинах и регистрации момента изменения уровня или давления в реагирующих скважинах. Далее по времени пробега волны давления между

скважинами устанавливают связь между свойствами пласта в межскважинном пространстве. Проявление анизотропии в этом случае, может выразиться в отсутствии или слабом отклике реагирующих скважин, что может указывать на слабую гидродинамическую связь между скважинами или же её отсутствие из-за барьеров [8].

В качестве примера сравнительной характеристики параметров анизотропии, рассматриваются результаты изучения анизотропии на северо-западном блоке Крапивинского месторождения.

Из таблицы следует, что преимущественным направлением анизотропии (со средним коэффициентом 2,13) является северо-восточное направление. Эти данные соответствуют розам направленности диаграмм длинных частиц и микротрещин, которые формировались в ходе процессов образования месторождения.

Таблица

Результаты изучения анизотропии проницаемости по образцам керна

Номер образца	Коллекторские свойства			Коэф. анизотропии	Направление анизотропии
	Кпо, %	Кпр, мД	Кво, %		
1230-02-А//	18,6	768,8	29,1	2,1	СВ
1230-02-Б//	18,4	371,2	28,6		СЗ
1232-02-А//	17,5	165,8	37,4	2,2	СВ
1232-02-Б//	17,4	74,6	32,7		СЗ
1234-02-А//	17,5	231,2	36,9	2,1	СВ
1234-02-Б//	17,5	112,7	32,2		СЗ
1236-02-А//	18,6	464,7	34,5	2,2	СВ
1236-02-Б//	18,5	211,5	31,8		СЗ
1237-02-А//	19,0	594,9	30,5	2,3	СВ
1237-02-Б//	19,1	256,4	28,6		СЗ
1250-02-А//	19,0	273,9	24,9	1,9	СВ
1250-02-Б//	19,1	141,2	26,8		СЗ

Литература

1. Пятибратов П. В., Аубакиров А. Р. Оценка влияния анизотропии пласта по проницаемости на эффективность циклического заводнения / П. В. Пятибратов, А. Р. Аубакиров // Экспозиция нефть газ. - 2016. - № 5. - С. 35-37.
2. Кашников Ю. А., Ашихмин С. Г. Опыт создания ориентированной трещины гидроразрыва пласта на месторождениях / Ю. А. Кашников, С. Г. Ашихмин, С. С. Черепанов, Т. Р. Балдина, Е. В. Филиппов // Нефтяное хозяйство. - 2014. - №6. - С. 40-43.
3. S. M. Luthi, E. B. Dussan V, and B.J. Pinoteau. Laboratory Characterization of Anisotropic Rock / Auzeais F. M., Ellis S. M., Luthi S. M., Dussan V. J., Pinoteau B. J. // the 65th Annual Technical Conference and Exhibition of the Soclefy of Patroleum Engineere held in New Orleans, LA. - 1990. - September 23-26.
4. Багринцева К.И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа. М.: РГГУ, 1999 (II). 285 С.
5. Краснощекова Л. А., Меркулов В. П. Петрофизическая неоднородность нефтеносных коллекторов Игольско-Талового месторождения (Томская область) / Л. А. Краснощекова, В. П. Меркулов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т.9. - №2. – С. 1-12.
6. Трофимов А. С., Бердников С. В., Кривова Н. Р. Обобщение индикаторных (трассерных) исследований на месторождениях Западной Сибири / А. С. Трофимов, С. В. Бердников, Н. Р. Кривова, А. А. Алпатов, Г. И. Давиташвили, О. М. Гарипов // Территория Нефтегаз. – 2006. - №12. – С. 72-77.
7. Главнова Е. Н., Меркулов В. П., Главнов Н. Г. Сравнительный анализ методик определения анизотропии горизонтальной проницаемости пласта / Е.Н. Главнова, В.П. Меркулов, Н.Г. Главнов // Известия Томского политехнического университета. – 2010. – Т.317. - №1. – С. 128-132.
8. Эрлагер.Р. Гидродинамические методы исследования скважин, одиннадцатое издание 2003, перевод с английского, М, 2007, 512 С.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ БИОПОЛИМЕРНЫХ КОМПОНЕНТОВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

А.А. Зайцев

Научный руководитель – доцент К.М. Минаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При бурении долотами типа PDC достигаются значительные скорости проходки, уменьшается время строительства скважины, увеличивается проходка на долото, соответственно сокращаются общие затраты на бурение скважины. Но в то же время возникает ряд проблем, связанных с ужесточением требований, предъявляемых к промывочной жидкости, при бурении долотами данного типа. С увеличением скорости проходки в буровой раствор в единицу времени попадает гораздо больше твердой фазы, чем при более низких скоростях проходки. Если выбуренная порода вовремя не удаляется из-под долота, то она подвергается дополнительному механическому диспергированию. Между долотом и забоем скважины появляется слой разрушенной породы, т. е. образуется шламовая подушка. Как следствие из-за дополнительного измельчения шлама на забое повышается вероятность сальникообразования. При современном турбинном наклонно-направленном бурении, особенно с большим зенитным углом, шлам имеет тенденцию оседать на нижней стенке ствола скважины, и для его выноса необходимы улучшенные реологические свойства бурового раствора. Не менее важным аспектом успешного бурения является ингибирующая способность раствора, обеспечивающая безаварийное производство буровых работ при использовании долот PDC. Данное требование к буровому раствору становится особенно актуальным, если учесть, что время каждого долбления в современной практике бурения ограничивается не проходкой на долото (как было при использовании трехшарошечных долот), а осложняемостью ствола скважины при длительном бурении без шаблонировок [1].

Все возникающие проблемы обуславливают дополнительные требования к системе очистки, и особенно к свойствам бурового раствора. Применяемый буровой раствор должен обладать способностью эффективно выносить шлам из кольцевого пространства, удерживать его в статическом состоянии и легко освобождаться от него на поверхности, т.е. обладать хорошими реологическими свойствами. Также применяемый буровой раствор должен создавать на стенке скважины низкопроницаемую фильтрационную корку, а его дисперсионная среда – оказывать ингибирующее действие на разбураемую породу. Наилучшая очистка скважины от выбуренной породы происходит при соблюдении ламинарного режима течения бурового раствора в кольцевом пространстве. Это достигается приданием промывочной жидкости псевдопластичных свойств, т. е. «загущением» раствора при переходе от турбулентного режима течения внутри буровой трубы к ламинарному режиму течения в кольцевом пространстве. Подобные жидкости характеризуются низким показателем нелинейности и высоким отношением предельного динамического напряжения сдвига к пластической вязкости [2].

В связи с этим проведены экспериментальные исследования технологической эффективности следующих биополимеров: карбоксиметилкрахмала (КМК) марки В (АО НПО «Промсервис»), модифицированного крахмала «Реатрол» (M-I Swaco) и карбоксиметилкрахмала Бур-М (ЗАО «Полицелл»). КМК марки В и КМК Бур-М являются продуктом отечественного производства, а Реатрол – импортный.

Для сравнительной оценки эффективности крахмалов их исследования проводились в одинаковых условиях при 20°C. Для сопоставимости результатов исследований использовались растворы биополимеров, приготовленные на дистиллированной воде с рецептурой, указанной в таблице 1.

Таблица 1

Рецептура бурового раствора

Вещество	Концентрация
Кальцинированная сода (Na ₂ CO ₃)	1 кг/м ³
Каустическая сода (NaOH)	0,5 кг/м ³
Хлорид калия (KCl)	70 кг/м ³
Мраморная крошка	50 кг/м ³
Бактерицид	0,5 кг/м ³
Ксантановая смола StabVisco F	4 кг/м ³
Крахмал	10 кг/м ³

Измерения технологических свойств биополимерных растворов проводились согласно [3]. Изучалось влияние биополимеров на показатель вязкости растворов. Результаты измерений представлены в таблице 2.

Таблица 2

Значение вязкость в сантипуазах при различных скоростях оборота

Крахмал	Обороты в минуту					
	0,2	0,3	3	30	60	100
КМК марки В	42800	30800	4960	801,3	469,3	314
КМК марки Бур-М	32600	22533	3747	624	356	246,8
Реатрол	37000	27467	4347	656	372,7	243,6

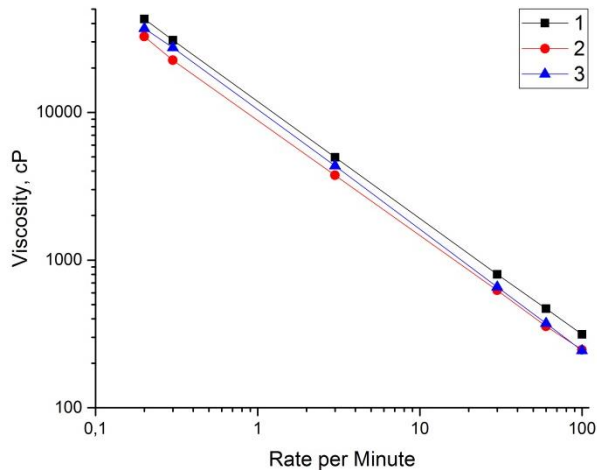


Рис. Зависимость вязкости буровых растворов от скорости вращения

где 1 – КМК марки В, 2 – Реатрол, 3 – КМК марки М, Rate per Minute – количество оборотов в минуту, Viscosity – вязкость измеренная в сантипуазах

Для более лучшего сравнения представим данные таблицы в виде логарифмических графиков (рисунок).

Как видно из полученных данных наибольшей вязкостью, а следовательно, выносящей способности обладает карбоксиметилкрахмал марки В (АО НПО «Промсервис»).

Таким образом, экспериментально показано, что биополимеры отечественного производства по технологической эффективности могут конкурировать с импортными аналогами и могут быть успешно использованы для управления технологическими свойствами буровых растворов при строительстве горизонтальных скважин.

Литература

1. Ишбаев Г.Г., Загидуллина Г.В., Христенко А.В., Христенко А.Н. Биополимерная ингибирующая система для наклонно-направленного бурения «СКИФ» производства ООО НПП «Буринтех» // Бурение и нефть, 2008. № 3. С.30-31.
2. Кашкаров Н.Г., Сенюшкин С.В., Титов Ю.Н. Экспериментальные исследования биополимерных компонентов буровых растворов // Бурение и нефть, 2007. №10. С.34-36.
3. ГОСТ 1929–87. Нефтепродукты. Методы определения динамической вязкости на ротационном вискозиметре.

РАЗРАБОТКА РАСШИРЯЮЩИХСЯ ТАМПОНАЖНЫХ СМЕСЕЙ С НОРМИРОВАННЫМИ СВОЙСТВАМИ ЭКСПЛУАТАЦИИ В УСЛОВИЯХ НИЗКИХ И ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ ТЕМПЕРАТУР

Д.А. Зимина

Научный руководитель – профессор М.В. Двойников
Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия

Изучение истории бурения в мерзлых породах показывает, что наиболее ранний этап буровых работ, охватывающий период 1934–1939 гг., характеризуется применением технологий бурения, разработанных для пород с постоянной положительной температурой и механическим переносом на север накопленного опыта. На этом этапе специфические условия бурения в мерзлых толщах не могли быть серьезно учтены, так как скважины проводились небольшими, обычно сезонными, экспедициями, которые не были оснащены специальным оборудованием и лабораториями для изучения свойств мерзлых пород, а опыта по проводке скважин в среде с постоянной отрицательной температурой к этому времени не было накоплено. Цементирование скважин производилось стандартным тампонажным цементом, затворенным на воде с добавкой 2-3 % хлористого кальция в качестве ускорителя реакций при схватывании цемента. В условиях низких и отрицательных температур в скважинах цементная масса быстро охлаждалась, вследствие чего цемент не схватывался в плотный и прочный камень, а с течением времени и вовсе замерзал. Отогревание цементного камня теплой промывочной жидкостью в затрубном пространстве при бурении часто приводили к смятию обсадных труб.

Следующие этапы развития технологии бурения в мерзлых толщах характеризуются проведением научных исследований в области познания и анализа физических свойств мерзлых пород, разработкой и внедрением в практику бурения новых способов цементирования, промывки жидкостью с отрицательной температурой, сохранением устойчивости мерзлых стенок скважин и предупреждением возникновения осложнений, вызываемых низкими и отрицательными температурами мерзлых пород.

Осложнения, возникающие в скважинах, связанные с мерзлотой, являются специфичными для районов Крайнего Севера. К ним относятся:

- приустьевые обвалы пород со стенок скважин в случаях разрушений (растепления) ствола;
- частичное или полное поглощение промывочной жидкости порами и трещинами пород «сухой мерзлоты»;
- примерзание бурильных, колонковых и обсадных труб к стенкам скважин;
- замерзание жидкости в скважине;

СЕКЦИЯ 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

- недоподъем тампонажного раствора до устья скважин;
- смятие обсадных труб при обратном промерзании.

В подавляющем большинстве при бурении и эксплуатации скважин имеет место размыв кондукторов и направлений по причинам:

- неудачной конструкции оборудования устья скважины в зоне мерзлых пород;
- неудовлетворительного проведения работ по цементированию кондукторов и направлений.

Низкое процентное соотношение сцепления тампонажного камня с эксплуатационной колонной может объясняться также и деформацией усадки при твердении цемента, величина которой может достигать до 0,3 %.

Дальнейшее промерзание массива горных пород приводит к увеличению давления в них с последующим смятием колонн. Повреждения колонн вызываются также замерзанием жидкости в кольцевых пространствах. Так, на месторождениях Красноярского края (Мессояха, Южно-Соленинское) с температурой ММТ до минус 6°С имели место случаи смятия всех колонн, спущенных в скважину, включая НКТ.

В настоящее время базовые месторождения ПАО «Газпром», например, Урегнойское, Ямбургское, Вынгапуровское находятся на завершающей стадии разработки. Достижение проектных объемов добычи газоконденсата, газа и нефти требует значительных затрат на бурение новых скважин и на капитальный ремонт фонда скважин, которые пробурены 30 - 40 лет назад. Перспектива развития связана с разведкой, разработкой и эксплуатацией месторождений Крайнего Севера в районах распространения многолетнемерзлых пород, такие месторождения как - Бованенковское, Харасавэйское и др. [2]

Бованенковское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) расположено за Полярным кругом на Крайнем Севере Тюменской области) в 1-й дорожно-климатической зоне, первого северного района низкотемпературных вечномерзлых грунтов сплошного распространения с суровыми климатическими условиями. Достаточно большое внимание при строительстве скважин в ММП должно уделяться их креплению, которое осуществляется при низких и отрицательных температурах, что приводит к замедлению реакции гидратации, увеличению сроков прокачиваемости и схватывания. Для сокращения сроков схватывания и набора необходимой прочности цементного камня требуется применение специальных цементов. На Бованенковском НГКМ используется специальный расширяющийся армированный цемент марки ЦТРС (АРМ) с добавкой ускорителя сроков схватывания. [2]

Надежность и долговечность скважины как технического сооружения закладывается на этапе ее строительства, неотъемлемой частью чего является крепление. [1] На сегодняшний день, основным способом разобщения пластов является заполнение затрубного пространства тампонажным составом.

Результаты цементирования скважин на месторождениях ПАО «Газпром» в районах Крайнего Севера показывают, что применение традиционных материалов и технологии цементирования не обеспечивает высокое качество крепления скважин. Высокое качество цементирования обеспечивает тампонажный раствор с высокой седиментационной устойчивостью. Это особенно важно для скважин в районах распространения ММП, где сложные природные и горно-геологические условия способствуют повышению водоотделения в тампонажном растворе. Также, тампонажный камень должен обладать низкой проницаемостью, хорошей адгезией к горным породам и обсадной колонне и высокими прочностными показателями. Одним из путей решения данной задачи является использование в тампонажных составах расширяющих добавок.

В последние годы для повышения качества крепления нефтяных и газовых скважин широко используются расширяющиеся тампонажные материалы. [3] Безусадочные и расширяющиеся цементы известны уже около 180 лет. Выделяют два основных способа получения расширяющегося цемента. По первому способу внутри образующейся структуры цементного камня возникает соединение, с объемом больше первоначального. В результате этого происходит раздвижка кристаллов твердеющего цемента, что и показывается в увеличении его объема. При этом важно согласование кинетики гидратации цемента и кинетики гидратации добавки.

Второй способ заключается в увеличении объема тампонажного цемента за счет газообразования. В тампонажном составе в результате химической реакции происходит выделение газа, пузырьки которого равномерно распределяются по всему объему, вследствие чего общий объем тампонажного состава увеличивается на объем, занимаемый пузырьками газа.

Рассмотрим подробно механизмы расширения тампонажных составов и условия их применения. Первый тип расширения – сульфалоюминатный. Увеличение объема обеспечивается образованием в твердеющем цементном камне избыточного количества трехсульфатной формы гидросульфалоюмината кальция (три- сульфата). В основе расширения лежит взаимодействие между гидроалюминатами кальция и сульфатом кальция. Данный механизм расширения присутствует главным образом у глиноземистых типов цементов, в большинстве своем являющиеся быстросхватывающимися. [3]

Второй тип расширения – оксидное. Оксидное расширение обеспечивается за счет образования гидроксида кальция и гидроксида магния, имеющих больший объем по сравнению с первоначально взятыми оксидами. Кинетика гидратации оксидов кальция и магния регулируется температурой обжига, степенью дисперсности известняка и магнезита, а также вводом дополнительных химических веществ, служащих ингибиторами реакции гидратации.

Третий тип расширения – применение газвыделяющих добавок. В практике строительства скважин данный механизм расширения применяется ограниченно ввиду того, что при высоких давлениях образующийся газ может растворяться в поровой жидкости цементного камня. Негативным последствием газового расширения является формирование пористого цементного камня, что отрицательно сказывается на его прочностных характеристиках, в особенности в условиях Крайнего Севера. Кроме того, наличие пористого цементного камня затрудняет определение качества цементирования скважины акустическими методами каротажа.

Наиболее подходящим для скважинных условий является оксидный тип расширения тампонажного состава, так как он обеспечивает максимальную величину расширения при минимальной концентрации расширяющей добавки [4]. В качестве основы расширяющей добавки выступает оксид кальция.

Первостепенной задачей при использовании оксида кальция в составе тампонажного раствора является регулирование скорости реакции гидратации. Время реакции гидратации чистого оксида кальция составляет порядка 0,5–1,0 мин, что недопустимо для получения, расширяющегося тампонажного состава. Необходимо, чтобы образование гидроксида кальция, а соответственно, и расширение тампонажного состава, происходило по окончании продавки тампонажного раствора в затрубное пространство, что, исходя из анализа опыта цементирования скважин, проходит в среднем около 1–5 ч. С целью замедления протекания реакции взаимодействия оксида кальция с водой был проведен обзор реагентов и химических веществ, способных выступить в роли ингибиторов.

Проведенный анализ позволил выявить оксидный тип расширения тампонажных составов как наиболее перспективный. С целью исследования расширяющих добавок разработана рецептура базового тампонажного раствора, удовлетворяющая требованиям технологических параметров. В качестве основы расширяющей добавки выбран оксид кальция, реакция гидратации которого контролируется вводом добавок метасиликатов натрия или жидкого калиевого стекла.

Литература

1. Булатов А.И. Тампонажные материалы и технология цементирования скважин. – М.: Недра, 1977. – 325 с.
2. Гриценко А.И., Кулигин А.В., Ивакин Р.А., Грикулецкий В.Г. Актуальные проблемы технологии бурения скважин на месторождениях ОАО «Газпром». Часть 2 // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море. – 2014. – №4. – С. 7-18.
3. Кравченко И.В. Расширяющиеся цементы. – М.: Госстройиздат, 1962. – 155 с.
4. Куницких А.А. Исследование и разработка расширяющих добавок для тампонажных составов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – №16. – С. 46-53

ПРИМЕНЕНИЕ ИНТЕГРИРОВАННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В.Г. Зипир

Научный руководитель – доцент О.С. Чернова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Развитие и внедрение интегрированного моделирования для повышения эффективности разработки месторождений изначально началось в западных странах, где большой упор делался на внедрение новых технологий



Рис. 1 География развития интегрированного моделирования

в процесс добычи углеводородного сырья. Иностранным компаниям удалось добиться эффектов от применения данной технологии и показать ее ценность. Особенно впечатляет количество локаций с продуктивными горизонтами, на которых внедряют интегрированный подход (рис. 1). На данный момент интегрированное моделирование в России представляет собой одно из основных направлений в нефтегазовой отрасли. Заметна существенная конкуренция между компаниями, которая ускоряет процесс развития интегрированного моделирования и форсирует получение результатов от применения данной разработки.

Интегрированная модель является многофункциональным инструментом, позволяющим выполнять разноплановые задачи как на отдельных моделях скважин и системы сбора, так и проводить расчеты всей системы в целом с учетом взаимовлияния моделей компонентов (рис. 2). Интегрированная модель представляет собой набор моделей-компонентов, во главе которых стоит интегратор, позволяющий управлять данными моделями накладывая на них необходимые ограничения и учитывая взаимовлияние всех компонентов так, как это происходит в реальных условиях при добыче углеводородов. В рамках данной статьи идет повествование об интегрированном моделировании как о подходе к достижению требуемого результата при разработке

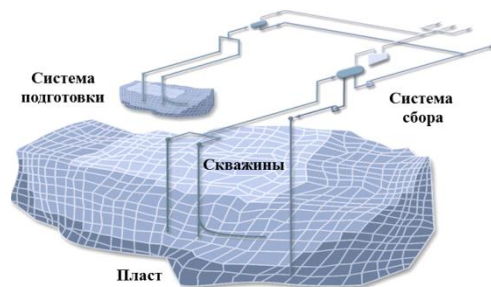


Рис. 2 Концепция интегрированного подхода

месторождений, поэтому привязка к программным продуктам для моделирования не является необходимой. Далее приведено описание моделей-компонентов, необходимых для построения полноценной интегрированной модели, а также набор данных для качественной адаптации [1].

Гидродинамическая модель пласта (газодинамическая модель в случае газовых и газоконденсатных месторождений) – это математическая модель, которая строится на основе актуальной геологической модели и позволяет прогнозировать движение флюида в пласте в процессе выработки месторождения. Данная модель-компонент является ключевой частью интегрированной модели при проведении краткосрочных расчетов и стратегического планирования. От качества адаптации и прогнозной способности гидродинамической модели напрямую зависит результат расчета интегрированной модели [2].

Модель скважин определяет детальное построение пробуренных, а также планирующихся к бурению на месторождении скважин и воспроизводит их поведение при смене режима работы скважины. От качества адаптации моделей скважин зависит точность воспроизведения течения флюида по стволу скважины с учетом возникающих при движении потерь давления в системе. Детально воспроизводятся характеристики регулирующего устройства (штуцера) на устье скважины: диаметр, коэффициенты, регулирующие течение флюида через штуцер, а также подбираются корреляции докритического и критического потока.

Модель системы сбора строится на основе фактических данных, взятых с регламентных документов. Большое значение придается точности построения подземных и подводных переходов. Также, чтобы воспроизвести падение давления по системе с высокой точностью, необходимо детально моделировать все неровности профиля трубопровода.

Физико-химическая модель пластового флюида (PVT-модель) описывает его свойства и поведение с изменением условий среды, в которой он находится. Использование корректного состава пластового флюида является одним из основных критериев эффективности построения и настройки всех моделей-компонентов интегрированной модели. Для определения состава, наиболее точно отражающего поведение пластового флюида, необходимо детально проанализировать имеющиеся в наличии исследования, определить их кондиционность и выполнить осреднение. Использование композиционной модели способствует значительному повышению точности расчетов, однако увеличивает их длительность. При отсутствии достаточного количества информации о пластовом флюиде используется модель черной нефти, которая является упрощенной версией модели флюида, однако при качественной настройке на фактические данные способна заменить композиционную модель [3].

Заключительным, наиболее длительным и трудозатратным этапом является настройка построенных моделей-компонентов на фактические данные. Основная проблема заключается в том, что зачастую в наличии не имеется достаточное количество достоверных данных, необходимых для адаптации моделей. С одной стороны точности тех данных, которые используются на промысле обычно достаточно для постоянного мониторинга разработки и добычи геологическими и технологическими службами. С другой стороны, интегрированная модель, это очень тонкий инструмент, требующий повышенной точности входных данных и, как результат, выдающий данные высокой точности. Это является основным препятствием при работе с интегрированной моделью, требующей постоянных вложений времени и усилий на постоянную адаптацию.

Одним из основных предназначений интегрированной модели является проведение краткосрочных и долгосрочных стратегических прогнозных расчетов с учетом взаимовлияния в системе пласт-скважина-система сбора. В прогнозном расчете можно задавать ввод новых скважин, ограничения со стороны пласта, скважин и системы сбора, изменение регуляторов на устье скважин, а также требуемые входные параметры в конечной точке системы, которой являются объекты подготовки, либо сдачи продукции.

Также, интегрированная модель позволяет проводить оптимизационные расчеты и контролировать режим работы добывающего фонда. Расчет модели скважин и системы сбора определяет давление, температуру, скорость течения флюида и другие параметры в каждой точке системы, что в свою очередь дает возможность контролировать режим работы фонда. При добыче нефти с высоким содержанием парафина появляется возможность анализировать температуру флюида в стволе скважины и системе сбора, подбирать оптимальное количество подаваемого ингибитора, а также определять индивидуальный режим работы скважины для снижения риска образования отложений парафинов. Дополнительно можно выделить проблему появления гидратных пробок при эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений. В этом случае анализируются параметры работы скважин и системы сбора, подбирается подходящий режим работы фонда и определяется оптимальное количество ингибитора гидратообразования для подачи в скважину и систему сбора. Дополнительно интегрированная модель за счет учета взаимовлияния всех моделей-компонентов позволяет определять узкие места в системе и, выполняя большое число итерационных расчетов, подбирать оптимальный режим эксплуатации фонда с учетом проблемных участков трубопровода (рис. 3).

В заключении следует отметить, что интегрированная модель представляет собой очень мощный современный инструмент, совмещающий всю цепочку пласт-скважина-система сбора и позволяющий выполнять огромное количество задач, осуществление которых совсем недавно казалось невозможным.

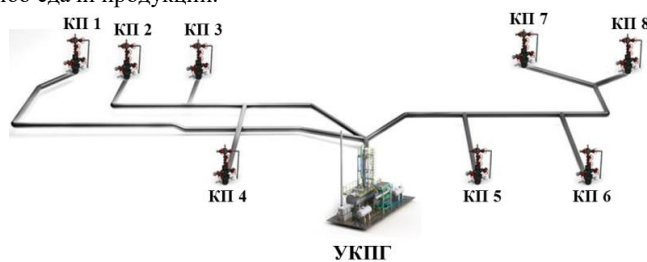


Рис. 3 Упрощенная схема модели системы сбора газа

Литература

1. Ahmed T., McKinney Paul D., «Advanced reservoir engineering», 2005.
2. Dake L.P., «Fundamentals of reservoir engineering», Seventeenth impression, 1998.
3. William D., McCain Jr., «The properties of Petroleum Fluids», Second edition, 1989.

ВЛИЯНИЕ МАГНИТНОГО ПОЛЯ НА ДЕЭМУЛЬСАЦИЮ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ
М.С. Зырянов, Л.В. Чеканцева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При добыче и переработки нефть дважды перемешивается с водой, образуя, в результате, водонефтяные эмульсии: при выходе с высокой скоростью из скважины вместе с попутной ей пластовой водой [10], и в процессе обессоливания. Формирование устойчивых водонефтяных эмульсий приводят к значительным трудностям при сборе и подготовке продукции скважин. Эмульсии устойчивы благодаря природным эмульгаторам – асфальтенам, парафинам, смолам и солям нафтеновых кислот, и тяжелым металлам. Существующие традиционные методы обезвоживания и обессоливания весьма энергозатратны и требуют специального оборудования и его обслуживания в процессе работы. Применение оборудования, основанного на использовании постоянных магнитов, предоставляет возможность решать такие важные проблемы нефтегазовой отрасли как: снижение коррозионной активности жидкостей, устранение АСПО на стенках нефтеоборудования, дифференциация водонефтяных эмульсий. Цена оборудования, основанного на постоянных магнитах примерно в 5 раз меньше, чем на основе электромагнитов [4,6,10]. Также установки на постоянных магнитах практически не требуют технического обслуживания.

В настоящей работе проанализированы наиболее оптимальные методы магнитной обработки водонефтяной эмульсии.

Отличительной стороной влияния магнитного поля на НДС есть обратимость целого ряда следствий им вызываемых. Изучение высоковязкой нефти [1,7,11] ароматического основания подтвердили гипотезу о том, что при воздействии постоянного магнитного поля вязкость уменьшается и остается постоянной в течение двух часов. Исследования показали, что влияние магнитного поля борется с парафинистыми отложениями в трубах.

Установлено, что под действием магнитного поля низкой частоты (до 500Гц) на водонефтяную дисперсную систему происходит разрушение эмульсий, содержащих частицы ферромагнитных соединений железа, асфальтенов, парафинов и солей, которые являются главными стабилизаторами бронирующих оболочек стойких эмульсий. При формировании переменного магнитного поля частотой более 500 Гц требуются наибольшие скорости потока или уменьшение напряженности поля, созданного магнитами т.к. необходимо применение магнитов небольшого размера [9].

Рассмотрим пример воздействия постоянного магнитного поля на водонефтяную эмульсию. При обработке модельной эмульсии воздействием магнитного поля с индукцией 0,05 Тл было обнаружено, что максимальный рост скорости дифференциации возникает при частоте 40-300 Гц. Для оценки воздействия поля направленных на отдельные места постоянных магнитов на скорость дифференциации эмульсии изучены разнообразные модификации их расстановки относительно потока и друг друга [2].

Из этого следует, что частицы примесей в оболочках, бронирующих глобулы воды, могут под воздействием непостоянного магнитного поля двигаться внутри оболочек в сторону надлежащего полюса источника магнитного поля [9]. В итоге при перемещении эмульсии систематичное расположение магнитов друг за другом позволяет «встряхивать» окруженные механическими примесями глобулы нефти, что создает эффект дестабилизации.

В процессе изучения воздействия температуры на скорость разделения эмульсии отмечено, что при температуре 21 °С длительность разделения составляет примерно 2,5 ч; при 31 °С - 35-40 мин; при 40 °С - 6-9 мин; при 50 °С и выше эмульсия разделяется примерно за несколько секунд [2].

Воздействие на эмульсию магнитами проводили при различном взаимном расположении точечных магнитов (см. рисунок 1). Доказано, что самым эффективным является расположение вида N-S - S-N.

Для того чтобы магнитная обработка была экономически целесообразной, надо иметь в виду, что необходимо стремиться к наименьшим значениям напряженности, так как она обеспечивается менее мощными точечными магнитами.

Так как самый эффективный диапазон значения индукции находятся в пределах 0,03-0,05 Тл [11], что является равным значению напряженности магнитного поля 24-40 кА/м, дальнейшее установление типа точечных магнитов, их габаритов и расстояния между ними устанавливается на основе неравенства:

$$H_y \geq \frac{3}{2r} \sqrt{\frac{\rho v u d_m}{\chi \mu_0}}$$

где ρ - плотность среды, кг/м³; v - кинематическая вязкость среды, м²/с; r - радиус частицы, м.

Рассмотрим лабораторную установку магнитной обработки нефти (рис. 2).

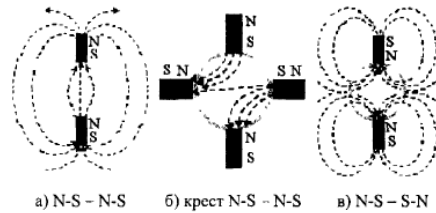


Рис. 1 Конфигурация линий индукции магнитного поля при различном расположении полюсов

Установка состоит из сырьевой емкости, которая будет выполнять функцию прогрева исследуемой нефти до необходимой температуры; насос, при помощи которого можно прокачивать нефть через постоянные магниты.

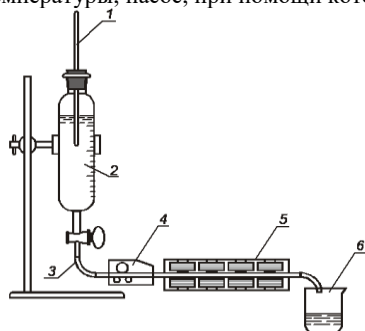


Рис.2 Лабораторная установка магнитной обработки нефти [6]
1 – термометр; 2 – обогреваемая емкость; 3 – термомаслостойкие трубки; 4 – перистальтический насос; 5 – магнетизатор; 6 – приемник

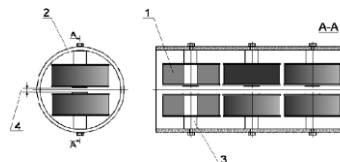


Рис.3 Схема магнетизатора
1 – катушки; 2 – корпус;
3 – магнитопровод мТл*м,
4 – зазор между магнитами

Схема магнетизатора представлена в соответствии с рисунком 3. Технические характеристики аппарата: магнитная индукция в рабочем зазоре составляет 0,2 Тл, масса 1 кг. Рентгеновская дифрактометрия показала, что магниты относятся к группе самарий – кобальтовых. Из этого следует, что данный тип магнитов обладает свойством коррозионной стойкости к внешней среде, применение специального защитного покрытия не требуется, это является, несомненно, преимуществом. Также, следует отметить, то они прекрасно работают в условиях резких перепадов температур.

Теперь определим оптимальные параметры, при которых возможен процесс демульсации водонефтяных эмульсий. Проанализировав источники можно сделать некоторые заключения:

1. Скорость расслоения эмульсий различного состава максимальна при обработке постоянным полем от точечных магнитов с индукцией 0,03-0,05 Тл в случае, если магниты расположены нормально по направлению потока водонефтяной смеси навстречу друг другу одноименными полюсами.

2. Использование низкочастотного поля (до 500 Гц), так как его можно создать в движущемся потоке с помощью постоянных магнитов [2].

3. Наиболее эффективным является расположение постоянных магнитов вида N-S - S-N.

4. Чем выше температура, тем выше скорость расслоения эмульсии.

5. Для более эффективного расслоения эмульсии применение демульгаторов [8].

В заключении следует отметить, что обработка нефти на основе постоянных магнитов экономически выгодна и рентабельна, т.к. практически не требует технического обслуживания. Также магниты группы самарий – кобальтовых являются отличным решением при выборе магнитов для обработки водонефтяных эмульсий, потому что обладают антикоррозийными свойствами и устойчивы к перепаду температур.

Пользу от магнитной обработки нефти трудно переоценить. Ведь данный метод позволяет справиться с такими проблемами как снижение коррозионной активности, предотвращение асфальтосмолопарафинистых отложений и т.д. Также, следует отметить, то наиболее эффективным будет влияние магнитного поля при условии ламинарного режима течения нефтяного сырья.

Что касается температурного фактора, то эмпирически установлено, что после 20°С если увеличить температуру на 1°С, то эффект магнитной обработки снижается на 0,15% [3].

Литература

1. Адаспаева С. А. Интенсификация процесса селективной очистки масляного сырья N-метилпирролидоном под действием магнитного поля: Дис. канд. тех. наук. – Астрахань, 2012 г. – 116 с.
2. Вольцов А. А. Интенсификация процесса расслоения водонефтяных эмульсий путем их магнитно-вибрационной обработки. – Уфа, 2005. – 116 с.
3. Галикеев Р.М. Исследование закономерностей структурообразования парафиносодержащих нефтей в добыче и системе сбора: Автореферат. Дис. канд. тех. наук. – Тюмень, 2011г. – 104 с.
4. Емельянов А.В. Повышение безопасности и ресурса промышленного оборудования в условиях воздействия механических примесей и отложения солей: Автореферат. Дис. канд. тех. наук. – Уфа, 2003г. – 176 с.
5. Кухленко А.А. Совершенствование методов расчета технологических параметров аппарата роторно – пульсационного типа для приготовления эмульсий: Автореферат. Дис. канд. тех. наук. – Бийск, 2007г. – 125с.
6. Лаптаев А.Б. Методы и агрегаты для магнитогидродинамической обработки водонефтяных сред: Дис. доктор тех. наук. – Уфа, 2008г. – 301 с.
7. Мухаметшин В.Х. Разработка методов физико-химического воздействия на продукцию нефтяных скважин для предотвращения осложнений их эксплуатации: Автореферат. Дис. канд. тех. наук. – Уфа, 2011г. – 113 с.
8. Новиков М.А. Структурные особенности природных водонефтяных эмульсий. – ДОС., 2007. – 85 с.
9. Пивоварова Н.А. Магнитные технологии добычи и углеводородного сырья. – М.: ООО «Газпром экспо», 2009. – 120 с.
10. Сергиенко Н.Д. Исследование, разработки и внедрение процесса подготовки к переработке стойких высокообводненных водонефтяных эмульсий с повышенным содержанием механических примесей: Автореферат. Дис. канд. тех. наук. – Москва, 2005г. – 174с.

11. Хайдаров Ф.Р. Повышение работоспособности промысловых трубопроводов за счет снижения коррозионной активности перекачиваемых жидкостей. – М.: ОАО «Северо- западные магистральные нефтепроводы», 2008. – 9 с.

К ВОПРОСУ О ВЛИЯНИИ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ НА ДЕГРАДАЦИЮ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭЛЕКТРОПРИВОДНЫХ ЛОПАСТНЫХ НАСОСОВ

А.В. Ивановский, М.О. Тимошин

Научные руководители: доцент А.В. Деговцов, доцент А.А. Сабиров
Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия

На сегодняшний день в РФ основным методом эксплуатации добычных скважин является применение установок электроприводных лопастных насосов (УЭЛН), как правило центробежного типа. Данными установками добывается около 75% от общего объема добычи нефти, и эта цифра неуклонно возрастает [3]. По соотношению добычных технологий данными установками добывалось от 50% нефти от общего объема добычи нефти, и эта цифра неуклонно возрастает [4-6].

Широкое применение такого типа добычного оборудования обуславливается:

- 1) свойствами добываемого флюида [10,11,13,14,16,21,22,24];
- 2) технологиями эксплуатации скважин (в т.ч. в одновременно-раздельной эксплуатации и добыча нефти из боковых стволах малого диаметра) [8,19].

Так, одной из проблем применения ЭЛН на нефтяных месторождениях с терригенными коллекторами является отказ оборудования из-за износа и засорения рабочих органов механическими примесями [7,23].

Несмотря на неразрешенный вопрос применения тех или других технологий изготовления, особенно в осложнённых условиях эксплуатации, при изготовлении серийных ЭЛН применяются следующие основные технологии создания и материалы рабочих органов:

- Литьё в кокиль: материал – чугун серый [18] или никелевый;
- Штамповые технологии: материал – нержавеющая сталь по ГОСТ 5632-72 [1,2];
- Литьё и штамповка деталей из различных пластмасс и полимерных материалов [17];
- Изготовление из стального/алюминиевого прутков с помощью механизированной обработки [9,15].

Поскольку традиционные методы борьбы с выносом мехпримесей не всегда позволяют полностью решить проблему защиты оборудования и увеличить его наработку на отказ, вопрос эксплуатационной надёжности УЭЛН при выносе мехпримесей является очень актуальным.

Целью представленной работы было определение возможности применения ступеней, выполненных по различным технологиям из различных материалов, для условий добычи нефти, осложнённых выносом механических примесей. В качестве оценочного критерия выступают относительная износостойкость материалов и конструкций рабочих ступеней ЭЛН и критерий деградации комплексных характеристик ЭЛН.

Исследование влияния механических примесей проводилось для нормальных, диагональных и центробежно-осевых насосных ступеней, выполненных по различным технологиям, для возможного включения дополнений в части использования материалов для изготовления ЭЛН в «Единые технические требования к оборудованию для добычи нефти».

Испытания ступеней насоса проводились в два этапа: испытания, в ходе которых снимались комплексные характеристики [10,16], и испытания на модельной жидкости с абразивными частицами [20,22,24].

Анализ результатов испытаний ступеней, выполненных по различным технологиям, показал следующее:

- Низкое воздействие механических примесей и взвешенных частиц не оказывает сильного влияния на гидродинамические характеристики насосных ступеней, выполненных из чугуна, стали или алюминиевого сплава;
- Воздействие механических примесей и взвешенных частиц оказало сильное влияние на гидродинамические характеристики насосных ступеней, выполненных из полимерных материалов, – коэффициент полезного действия снижается более чем в 2.5 раза, напор одной ступени может упасть более чем в 1.5 раза;
- Относительная износостойкость штампованных ступеней из нержавеющей стали выше, чем износостойкость литых ступеней из никелевого чугуна, а из алюминиевых прутков выше, чем износостойкость ступеней из нержавеющей стали;

- Двухпорные ступени ЭЦН, выполненные по технологии «штамповка + сварка» из нержавеющей стали, а также из алюминиевых прутков с помощью механизированной обработки, обладают высокой износостойкостью и могут быть рекомендованы для работы в скважинах, осложнённых выносом абразивных механических примесей;

Изменение геометрических параметров ступеней в ходе испытаний на натуральных образцах и в среде CAD/CAE-систем показали хорошую сходимость между собой.

Полученные результаты экспериментальных работ по определению деградации характеристик ЭЛН позволяют повысить энергоэффективность добычи за счёт повышения точности при подборе УЭЛН к скважине с помощью программного комплекса подбора и диагностики нефтегазопромыслового оборудования "Автотехнолог" [12], а также могут быть использованы при оптимизации работы систем автоматизированного безсепарационного замера дебита скважин – так называемого «виртуального расходомера»

Литература

1. Деговцов А.В., Соколов Н.Н., Ивановский А.В. К вопросу о выборе материала ступеней электроцентробежного насоса для осложнённых условий эксплуатации // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2016. № 11. С. 88-91.

2. Деговцов А.В., Соколов Н.Н., Ивановский А.В. О возможности замены литых ступеней ЭЦН при осложненных условиях эксплуатации // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2016. № 6. С. 16-20.
3. Ивановский В.Н. Анализ перспектив развития центробежных насосных установок для добычи нефти // Нефтяное хозяйство. 2008. № 4. С. 64-67.
4. Ивановский В.Н. Анализ современного состояния и перспектив развития скважинных насосных установок для добычи нефти // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2007. № 11. С. 36-47.
5. Ивановский В.Н. Научные основы создания и эксплуатации скважинных насосных установок для добычи нефти в осложненных условиях из мало- и среднедебитных скважин: дис. ... докт. техн. наук. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 1999.
6. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Каштанов В.С., Мерициди И.А., Николаев Н.М., Пекин С.С., Сабиров А.А. Нефтегазопромысловое оборудование / под общ.ред. В.Н. Иванова: Учеб. для ВУЗов. – М.: "ЦентрЛитНефтеГаз", 2006 - 720 с.
7. Ивановский В.Н., Деговцов А.В., Сабиров А.А., Кривенков С.В. Влияние на наработку установок электроприводных центробежных насосов подачи и частоты вращения насоса при эксплуатации скважин, осложненных выносом механических примесей // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2017. № 9. С. 58–64.
8. Ивановский В.Н., Деговцов А.В., Сабиров А.А., Поносов Е.А., Красноборов Д.Н. К вопросу о создании оборудования для эксплуатации скважин с боковыми стволами // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2011. № 11. С. 80-83.
9. Ивановский В.Н., Кузьмин А.В., Матвеев А.В. и др. О возможности использования алюминиевых сплавов для изготовления ступеней ЭЦН // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2017. № 5. С. 33-39.
10. Ивановский В.Н., Пекин С.С., Янгулов П.Л. Влияние вязкой жидкости на рабочую характеристику погружных электроцентробежных насосов // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2012. № 9. С. 48-55.
11. Ивановский В.Н., Сабиров А.А., Герасимов И.Н. и др. Интеллектуальные программно-аппаратные комплексы защиты скважинного оборудования от отложения солей // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2015. № 4. С. 20-24.
12. Ивановский В.Н., Сабиров А.А., Деговцов А.В. и др. Автотехнолог - виртуальный расходомер // Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RUS 2016618641
13. Ивановский В.Н., Сабиров А.А., Донской Ю.А., Якимов С.Б. Прогнозирование как способ борьбы с отложением солей в скважинах, оборудованных электроцентробежными насосами // Нефтяное хозяйство. 2009. № 6. С. 26-29.
14. Ивановский В.Н., Сазонов Ю.А., Сабиров А.А., Соколов Н.Н., Донской Ю.А. О некоторых перспективных путях развития УЭЦН // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2008. № 5. С. 24-33.
15. Ивановский В.Н., Сазонов Ю.А., Сабиров А.А., Соколов Н.Н., Донской Ю.А., Шатров А.С., Кокарев В.Н., Монастырский Н.И. Ступени центробежных насосов для добычи нефти с открытыми рабочими колесами из алюминиевых сплавов с защитным керамико-полимерным покрытием // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2008. № 12. С. 68-73.
16. Пекин С.С., Янгулов П.Л. Получение рабочей характеристики ЭЦН при влиянии вязкости добываемого флюида // Нефть, газ и бизнес. 2013. № 3. С. 66-71.
17. Пятов И.С. Технология ТвР – возможность для применения углеродных керамикоподобных материалов в нефтяном машиностроении // Бурение и нефть. 2016. № 4. С. 60-63.
18. Трулев А.В., Сабиров А.А., Сибирев С.В. Новые погружные центробежные насосы со ступенями из серого чугуна в двухопорном исполнении // Инженерная практика. 2017. №5. С. 80-82
19. Черняк Д.А., Ивановский В.Н. Возможности частотного регулирования серийных погружных насосов // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2007. № 12. С. 40-43.
20. Якимов С.Б. Индекс агрессивности выносимых частиц на месторождениях ТНК-ВР в Западной Сибири // Нефтепромысловое дело. 2008. №9. С. 33-39.
21. Якимов С.Б., Ивановский В.Н., Деговцов А.В., Елисеев Д.Б., Айгишев Е.В. О влиянии фракционного состава абразивных частиц в добываемой жидкости на виды износа деталей электроцентробежных насосов // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2017. № 11. С. 32-40.
22. Якимов С.Б., Ивановский В.Н., Сабиров А.А., Булат А.В. Новый подход к выбору насосного оборудования и режима его работы в осложненных скважинах // Нефтяное хозяйство. 2017. № 11. С. 52-55.
23. Якимов С.Б., Шпортко А.А. О влиянии концентрации абразивных частиц на наработку электроцентробежных насосов с рабочими ступенями из материала нирезист тип 1 на месторождениях ОАО «НК «Роснефть» // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2016. № 3. С. 84–98.
24. Якимов С.Б., Шпортко А.А., Сабиров А.А., Булат А.В. Влияние концентрации абразивных частиц в добываемой жидкости на надежность работы электроцентробежных погружных насосов // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2008. № 12. С. 74-77.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ИЗОТОПНОГО И МОЛЕКУЛЯРНОГО СОСТАВА ГАЗОВ ДЛЯ КОНТРОЛЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Д. Ш. Измайлова

Научный руководитель – старший преподаватель С.В. Фадеева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Знание особенностей изотопного и молекулярного состава газа чрезвычайно важно с позиций организации добычи, промышленной подготовки и выбора направления его дальнейшей переработки.

Компонентный и изотопный состав определены для 5 устьевых проб газа, представляющих попутный нефтяной газ залежей верхнеюрских отложений (Кулгинское, 141 пласт Ю1-1), нижней юры (Солоновское, 43 пласт Ю14; Кулгинское, 145), и отложений коренного палеозоя (Арчинское, 42 и Южно-Табаганское, 137).

Анализ проб газа проводился на газовых хроматографах Кристалл 5000М. На хроматографе Кристалл 5000.2, оснащенный модулем ЗДТП (3 детектора по теплопроводности) определяли состав углеводородной части C₂-C₅ и углекислый газ, метан, азот и кислород, водород и гелий. Определение углеводородов состава C₆+высшие проводилось на хроматографе Кристалл 2000М, оснащенный пламенно-ионизационным детектором (ПВД), капиллярной колонкой НР-1 (30 м × 0,319 мм × 3,00 мкм). Количественный расчет хроматограмм проводился при помощи программы Хроматэк Аналитик (версия 2.5). Газохроматографическое определение компонентов газа проводилось в соответствии с ГОСТ 31371.7-2008 (Метод А).

Таблица 1

Компонентный состав проб газа района исследования

Содержание, % мольные	Месторождение				
	Арчинское	Кулгинское	Кулгинское	Солоновское	Южно-Табаганское
	42 скв.	145 скв.	141 скв.	43 скв.	137 скв.
	Pz	-	Ю1-1	Ю14	М1-1
N+редкие газы	0,00	1,96	1,26	0,00	0,21
CO ₂	2,95	1,16	0,88	1,98	3,26
CH ₄	87,09	80,18	84,67	62,35	48,64
C ₂ H ₆	4,98	5,71	5,43	11,52	16,23
C ₃ H ₈	2,96	6,50	4,13	13,19	18,77
i- C ₄ H ₁₀	0,51	1,21	1,24	2,78	3,46
n- C ₄ H ₁₀	0,87	2,15	1,15	5,01	5,73
i- C ₅ H ₁₂	0,24	0,52	0,40	1,00	1,26
n- C ₅ H ₁₂	0,25	0,46	0,28	1,20	1,09
C ₆ + высшие	0,14	0,15	0,56	0,96	1,36

Основными факторами, влияющими на состав попутного газа, являются тип нефтематеринского органического вещества и его катагенез, а также процессы преобразования в залежи – водная промывка, химическое и биохимическое окисление.

Как видно из таблицы 1 и рисунка по соотношению изомеров изо и нормальных бутанов и пентанов среди исследованных газов резко выделяется образец из верхнеюрской залежи (пласт Ю1-1) Кулгинского месторождения. Многочисленные исследования растворенных в нефти газов различных залежей Томской области [2] показали, что нефти, генерированные морским органическим веществом (баженовского и палеозойского типов), содержат газ, в котором отношение изобутана к нормальному бутану меньше 0,5 - 0,6. В нефтях, генетически связанных с неморским окисленным органическим веществом, это соотношение больше 1,2.

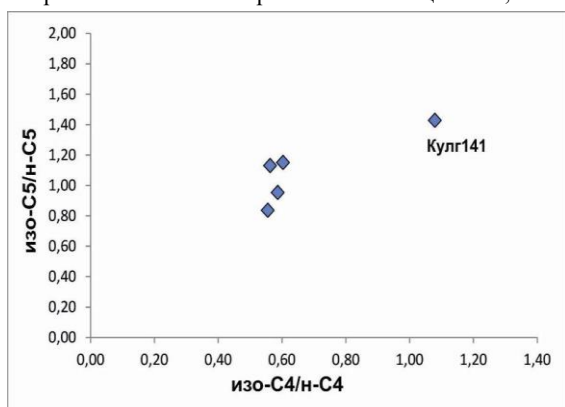


Рис. Изомерный состав бутанов и пентанов исследованных растворенных в нефти газов

принято считать. Это может указывать на наличие на месторождении межрезервуарных (межпластовых) перетоков и, следовательно, наличие разломов, ловушек, разрывов и трещин. Вполне возможно, что эти разломы делят залежь на блоки со своими ВНК, газовыми шапками и т.д.

Для углекислого газа, метана и газовых компонентов состава C₂-C₅ проведено измерение изотопного состава углерода. Результаты представлены в таблице 2.

Таблица 2

Результаты определения изотопного состава углерода компонентов проб газа

Месторождение	Скв.	Инт. перфорации, м	Пласт	δC13, ‰					
				Двуокись углерода	Метан	Этан	Пропан	Изобутан	n-Бутан
Арчинское	42	2550,0 – 2567,0	Pz	-8,79	-41,69	-32,42	-31,22	-31,16	-30,38
Кулгинское	145	2974,0 – 2978,0	-	-11,99	-44,67	-32,21	-31,07	-30,94	-30,71
Кулгинское	141	2638,0 – 2640,0	Ю1-1	-12,65	-48,38	-34,69	-33,04	-30,52	-31,03
Солоновское	43	2904,0 – 2950,0	Ю14	-18,31	-47,09	-34,17	-32,70	-32,34	-32,65
Южно-Табаганское	137	3003,0-3012,0	М1-1	-12,03	-43,41	-31,96	-30,89	-30,65	-30,28

Изотопный состав углерода широко используется для различных геохимических построений [2, 3]. Это обусловлено тем, что он отражает, с одной стороны, генетическую природу нефтегазоматеринского органического вещества, а с другой, течение процессов катагенеза.

Как видно из полученных результатов (таблица 2) самым тяжелым изотопным составом метана и двуокиси углерода характеризуется газ Арчинского месторождения (скв. 42). Также, как и по компонентному составу среди исследованных газов выделяется образец Кулгинского месторождения (скв. 141), залежь которого находится в верхнеюрском коллекторе (пласт Ю1-1). По изотопному составу метана, а также этана и пропана этот образец газа является самым легким. Он также отличается по изотопному составу и от пробы газа с другого объекта этого месторождения.

Таким образом, выявление генезиса и понимание природы образования газовых флюидов, являются ключевыми для разработки месторождений. Эти знания можно использовать наряду с геофизическими и гидродинамическими исследованиями, для выбора оборудования в процессе бурения, вывода на режим эксплуатации, а также в процессе определения границ залежи и продуктивной части пласта, подсчета запасов углеводородов.

Литература

1. Гончаров И.В., Коробочкина В.Г., Обласов Н.В., Самойленко В.В. Природа углеводородных газов юго-востока Западной Сибири // Геохимия. – 2005а. – № 8. – С. 810-816.
2. Гончаров И.В. Геохимия нефтей Западной Сибири. – М.: Недра, 1987. – 180с.
3. Galimov E.M. Source and mechanisms of formation of gaseous hydrocarbons in sedimentary rock. *Cemical Geology*. – 1988. – Vol. 1. – № 3. – p. 77-95.

ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН ЗАРУБЕЖНЫХ СЕРВИСНЫХ КОМПАНИЙ

С.Е. Калашников

Научный руководитель – доцент В.Н. Арбузов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Скважина - это цилиндрическая горная выработка в земной коре, сооружаемая без доступа в нее людей, поперечные размеры которой незначительны в сравнении с длиной.

Весь комплекс работ, связанных с замещением бурового раствора цементным (тампонажным раствором), называется цементированием скважины; сюда же входят ожидание затвердения цементного раствора (ОЗЦ) и период формирования цементного камня.

Элементы конструкции скважины (рис. 1):

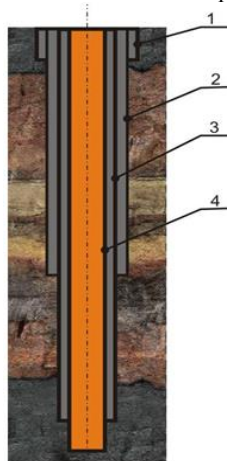


Рис. 1 Конструкция скважины

- 1 – направление;
- 2 – кондуктор;
- 3 – промежуточная обсадная колонна;
- 4 – эксплуатационная обсадная колонна

Важность качественного цементирования обусловлена тем, что это заключительный этап строительства скважин, поэтому неудачи при его выполнении могут свести к минимуму ожидаемый эффект, стать причиной неправильной оценки перспективности разведываемых площадей, появления "новых" залежей нефти и особенно газа в коллекторах, перетоков флюидов, грифообразования, газопроявлений и т.д. Стоимость скважин, особенно глубоких, высока, а ущерб от некачественного их крепления, может быть еще большим. Процесс цементирования скважин - операция необратимая, ремонт и восстановление их связаны со значительными затратами средств и времени.

Зарубежные сервисные компании отличают высокие технологии, высокий уровень машиностроения и техники.

Одна из таких технологий является пеноцементирование.

Пеноцемент это мелкая дисперсия газа в цементном растворе, что содержит пенообразователь и стабилизатор.

- поздние 1950-е – сжатый азот в баллонах используется для опрессовок в нефтяной промышленности.

- 1960 – выпущен первый азотный насос конвертерного типа (перевод из жидкого в газообразное состояние), способный работать при высоком давлении.

- 1963 – выдан патент компании Big Three Industries на выполнение операций под высоким давлением с использованием азота.

- 1970-е – первые работы по пенным промывкам скважин и пенным ГРП.

- 1980-е – начало пенного цементирования.

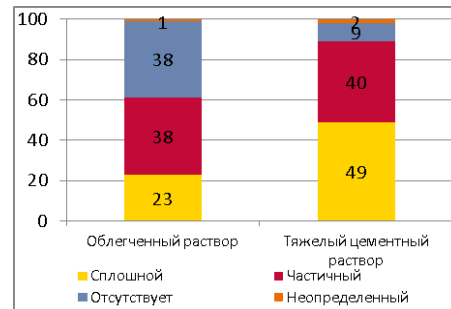
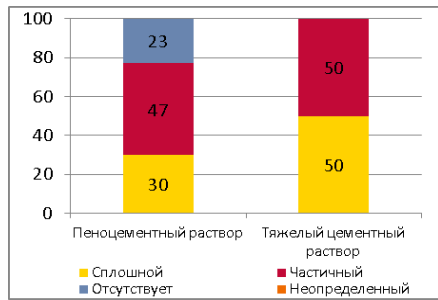
- 1982 – более 300 азотных насосов работает в компании Wellnite в США.

- 1997 – существенное увеличение числа операций по пенному цементированию скважин.

Одной из характерных особенностей облегченного тампонажного состава, содержащего в качестве воздухововлекающей облегчающей добавки пенообразователь, является его пена – дисперсия газа в жидкой или твердой фазе, которая должна обладать рядом структурно-механических свойств, в частности определенной устойчивостью (стабильностью), зависящей от природы и концентрации пенообразователя.

Устойчивость пен характеризуется временем существования пены, т.е. временем, прошедшим с момента образования пены до момента полного ее разрушения.

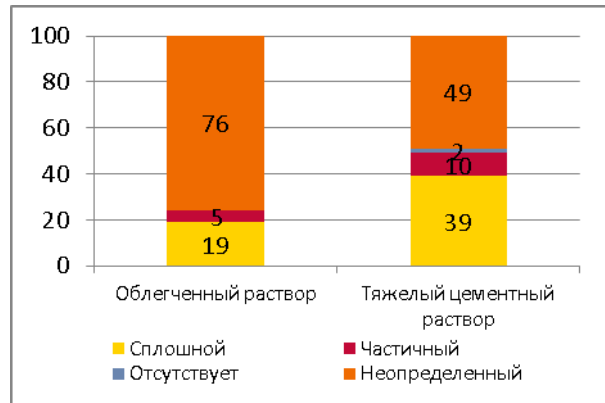
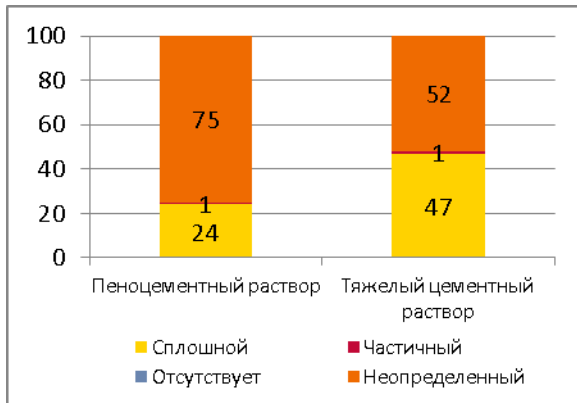
На рисунках 2 а (3 а) и 2 б (3 б) представлено сравнение качества контакта цемент-колонна и цемент-порода после работы с применением пеноцемента и стандартной работой на технических колоннах 245мм*



а) Работа с применением пеноцемента

б) Стандартная работа

Рис. 2 Контакт цемент-колонна



а) Работа с применением пеноцемента

б) Стандартная работа

Рис. 3 Контакт цемент-порода

Преимущества пенного цементирования является низкая плотность, в отличии от других цементных дизайнов что дает возможность снизить гидростатику, либо ее увеличить. На рисунке 4 отображен диапазон плотности цементных систем как превосходство пеноцементирования. Высокая эластичность позволяет проникнуть в пористую среду минимизировать повреждения, так же небольшое или полное отсутствие гистерезиса, полное отсутствие порвеждений структуры, устойчивость к динамическим и цикличным нагрузкам, существенное сокращение сроков ОЗЦ времени строительства скважины что дает возможность сократить затраты на производство.

Предотвращение газовой миграции созданием противодавления за счет расширяющегося газа (азота), плюсы:

- гидростатическое давление поддерживается во время схватывания цемента,
- снижение площади фильтрации уменьшает водоотдачу (пенообразователь действует как понизитель водоотдачи),
- улучшенная замещающая способность,
- отсутствие свободной воды,
- отсутствие усадки при схватывании,
- высокая прочность,
- высокая эластичность (не происходит образования микрозоров).

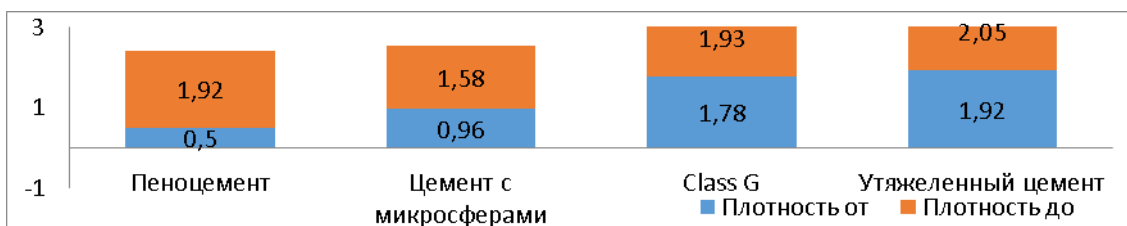


Рис.4 Диапазон плотности цементных систем в г/см3

В ряде превосходств улучшенная адгезия к породе и колонне за счет энергии сжатого газа, так же низкая проницаемость, отсутствие необходимости в большом количестве химических добавок, низкая теплопроводность.

Высокая вязкость дает увеличение:

- Энергию сдвига застоявшегося бурового раствора, уменьшает возможность образования каналов.
- Улучшенная способность к поднятию твердых частиц.
- Лучше разделяет флюидов.
- Минимизирует проникновение воды и газа

Немаловажный фактор защиты чувствительных к воде пластов (низкая водоотдача)

- Помогает защитить зоны чувствительные к воде
- Снижает рост дегидратированной корки
- Снижает тенденцию к пломбированию

К минусам данного метода относятся:

- необходимость привлечения дополнительного оборудования (азотный насос, станция перекачки пенообразователя),
- необходимость привлечения дополнительного персонала (оператор азотной установки, полевой инженер),
- зависимость от наличия возможности поставки жидкого азота в регионе,
- усложнение процесса закачки цемента, инженерных расчетов.

По результатам исследования пришли к выводу что цементирование обсадных колонн пеноцементированием является перспективным и эффективным по отношению к стандартному цементажу.

Литература

1. Гребенщиков, А. А. Цементирование нефтяных и газовых скважин / А. А. Федотов // . – 2012. – № 4. – С. 33–256.
2. Удовик К. И. Технология пеноцементирования: учеб. пособие / И.А.Удовик. – М.: Академия, 2006. – 92 с.
3. Серышев О. Е. Совершенствование технологий в области бурения нефтяных и газовых скважин и механизма управления при строительстве: автореф. Дис.канд. эконом. наук: 08.00.09 / О.Ю.Серышев. – Красноярск, 2013. – 24 с.
4. Лапицкая, Л. М. Совершенствование хозяйственных связей материально- технического снабжения промышленных предприятий в современных условиях: автореф. дис. канд. экон. наук: 08.00.05 / Л. М. Лапицкая. – Гомель, 2002. – 87 с.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕПЛОВЫХ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С АСПО В УСЛОВИЯХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОВОЛЖЬЯ

Д.А. Капралов

Научный руководитель – ассистент А.М. Шагиахметов
Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия

За весьма долгую историю освоения месторождений Поволжья, большинство из них перешли на позднюю стадию разработки, следовательно, в ход вступили методы увеличения нефтеотдачи, которые существенно влияют на качество и объемы добываемого ресурса. Эксплуатация месторождений такого типа подвержена целому ряду осложняющих факторов, таких как: увеличение обводненности продукции скважин, падение пластовых и забойных давлений, увеличение содержания высокомолекулярных компонентов в добываемой нефти, а также изменением термических условий разработки залежей [2]. Данные факторы увеличивают риск образования асфальтосмолопарафиновых отложений на стенках скважины и на омываемых поверхностях оборудования.

АСПО представляют собой темно-коричневую или черную густую массу с очень высокой вязкостью. Преимущественно в них содержится органический материал, который практически не растворяется повторно и недиспергирующийся в сырой нефти в условиях как добычи, так и транспортировки. Состав отложений может меняться в довольно широком диапазоне в пределах нефтедобывающего региона, а также месторождения, во многом он определяется механизмом образования, а также составом и происхождением нефти. В основном фазовый состав АСПО представлен в данных диапазонах: 40-60% твердого парафина, менее 10% микрокристаллического парафина, 10-56% смол и асфальтенов, воды, песка и неорганических солей [3].

На месторождениях, находящихся в регионе Поволжья, проблема борьбы с АСПО имеет особо острый характер из-за массового увеличения смолисто-асфальтеновых веществ и твердых парафинов в добываемой нефти. Это обуславливает высокую плотность и вязкость нефти. Для уменьшения вероятности образования АСПО, необходимо производить тщательный выбор технологических параметров условий эксплуатации. Однако из-за различных геолого-физических и технологическими характеристик, физико-химических свойств добываемых флюидов, для каждого случая необходим индивидуальный подход к подбору технологий.

Индивидуальный подход в любом случае будет суммироваться из уже существующих наиболее известных и активно применяемых методов борьбы с АСПО. Классификация методов удаления уже сформировавшихся отложений и их предупреждения, представлены на рисунке.



Рис. Классификация методов борьбы с АСПО

Рассмотрим тепловые методы борьбы с отложениями. Главным преимуществом тепловых методов воздействия является одновременное наложение эффектов термодинамического и гидродинамического воздействий. Они основаны на способности отложений плавиться при температурах, которые превышают точки их кристаллизации. Для создания такой температуры требуется специальный источник тепла, который должен контактировать непосредственно с зоной отложений, которые по виду воздействия делятся на:

1. Промывка горячим теплоносителем. Добываемый флюид, то есть нефть и газовый конденсат, часто используют в качестве теплоносителей. Для промывки одной скважины следует нагреть флюид до 100°C и прокачать по объему не менее 30 м³ жидкости, которая в последствие сливается в шламовый резервуар и выпадает из объемов добычи. Следует отметить, что тепловая обработка теплоносителем является устаревшим, дорогостоящим и малоэффективным методом борьбы с АСПО.

2. Острый пар. Пар разогревает нефть) и обеспечивает приток в призабойную зону подогретой нефти, благодаря повышенной температуре (около 300°C), вследствие этого уровень отложений, в том числе и АСПО, значительно снижается. Однако данный способ требует чрезвычайно много энергии для выполнения и поэтому может быть реализован лишь в отдельных случаях.

3. Электропрогрев. Данный способ обеспечивает максимально возможное предотвращение образования АСПО в скважине, однако данный метод является дорогим. Рентабельность нефтедобычи на прямую зависит от цены приобретения электроэнергии, если нефтедобывающее предприятие приобретает электроэнергию у сторонних поставщиков по рыночным ценам, то затраты на реализацию данной схемы предотвращения АСПО будут колоссальны.

4. Индукционные подогреватели. Данная методика применяется относительно недавно и демонстрируют хорошую эффективность. Однако имеет характерные недостатки для большинства методов тепловой обработки, такие как: капитальные затраты на приобретение оборудования, необходимость остановки оборудования и высокие потребление энергии.

5. Применение реагентов, вызывающие экзотермические реакции. Суть способа заключается в осуществлении экзотермической реакции, вследствие чего происходит расплавление парафина и разжижение отложений, при котором продукты реакции в состоянии перекачиваются насосом. Данный способ может быть использован только в отдельных случаях, в связи с большими затратами ресурсов.

Выбор каждого из указанных методов зависит от характеристики отдельно взятой скважины. Так на месторождениях Поволжья, которые относятся к сложнопостроенным, имеющих осложненные физико-геологические условия в продуктивных пластах, большое применение нашли тепловые методы.

На нефтяных месторождениях Ножовской группы, при эксплуатации добывающих скважин (ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь», ЦДНГ-7) было выполнено 243 промывки скважин с целью удаления АСПО. Промывки проводились с помощью нагретой нефти и нагретой воды с добавлением поверхностно-активных веществ (ПАВ). В результате исследования, были зафиксированы показатели работы девяти скважин «до и после промывки», они показали, что коэффициент продуктивности несколько увеличился только для одной скважины, по другим скважинам эти коэффициенты уменьшились в среднем в 1,4 раза. Был сделан вывод, что такой результат мог быть получен из-за высоких давлений нагнетаний флюида (8-10 МПа), приведшее к внедрению жидкости в ПЗП, что в свою очередь привело к уменьшению коэффициента продуктивности [4].

Следующим примером служит Уньвинское нефтяное месторождение, где для удаления АСПО используются греющие кабельные линии (ГКЛ), который доказал свою эффективность тем, что межочистной период (МОП) на скважине № 101 до внедрения ГКЛ составляет 225 сут., во время работы ГКЛ на скважине аварий и осложнений не было. После демонтажа кабельной линии, аварийные промывки проводились неоднократно, что в свою очередь подтверждает высокую надежность и эффективность применения кабельных линий [5].

На Матросовском месторождении (Воробьевский горизонт с содержанием асфальтенов 1,8%, смол 6,2%, парафинов 54,0%) используют технологии обработки с применением горячей нефти и воды. Данный метод довольно долго время использовался и доказал свою эффективность, однако из-за малой зоны прогрева, вследствие потерь

тепла в окружающую среду, данный метод становится весьма дорогим. Как раз это и стало ключевым фактором временного отказа данного метода, как самостоятельного для удаления отложений [1].

Выводы:

1. Месторождения углеводородов, находящиеся в регионе Поволжья, подвержены образованию АСПО из-за свойств и состава самой нефти. Также целой совокупностью факторов образования отложений является то, что большинство месторождений переведены на позднюю стадию разработки.

2. Наибольшее распространение на месторождениях Поволжья, из числа термических методов борьбы с отложениями получил метод электронагрева, а также промывка скважины горячей нефтью или водой.

3. Тепловые методы депарафинизации доказали свою надежность и эффективность в борьбе с отложениями, однако по сравнению с другими методами борьбы с отложениями являются дорогостоящими. В результате проведения промыслово-исследовательских работ на месторождениях было установлено, что в стволе скважины происходят значительные потери тепла.

4. Проблема потерь тепла в стволе скважины решается интеграцией правильно-подобранного оборудования, которое позволяет минимизировать потери тепла, а также точно рассчитанных параметров разработки залежи, во избежание дополнительных осложнений при работе. Их выполнение гарантировано увеличит эффективность данных методов.

Литература

1. Березовский Д.А. Анализ работы скважин, осложненных формированием асфальто-смоло-парафиновых отложений на примере Матросовского месторождения, и разработка рекомендаций по применению методов борьбы с АСПО / Березовский Д.А., Самойлов А.С., Башардауст М.Д. // Наука.Техника.Технологии (Политехнический вестник). – 2017. – № 3 – С. 124-141.
2. Глущенко В.Н. Предупреждение и устранение асфальтеносмолопарафиновых отложений / Глущенко В.Н., Силин В.Н. / Нефтепромысловая химия. - М.: Интерконтракт Наука, 2009.
3. Иванова Л.В. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения / Л.В. Иванова, Е.А. Буров, В.Н. Кошелев // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 1. – С. 268-284.
4. Лecomцев А.В. Оценка результатов промывок нефтесодержащих скважин теплоносителем и углеводородным растворителем на месторождениях Ножовской группы / Лecomцев А.В., Турбаков М.С. // Научные исследования и инновации. – 2010. – Т. 4. – № 2. – С. 31-32.
5. Соболева Е.В. Анализ условий образования и методы борьбы с асфальтеносмолопарафиновыми отложениями в скважинах при добыче нефти на месторождениях Верхнего Прикамья / Соболева Е.В. // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2013. – № 8. – С. 71-77.

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ЛИНИЙ ТОКА ДЛЯ ЗАДАЧИ ФИЛЬТРАЦИИ ДВУХФАЗНОЙ ЖИДКОСТИ В ВОСПРОИЗВЕДЕНИИ ЭКСПЕРИМЕНТА ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ФУНКЦИЙ ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ

И.В. Китаев

Научный руководитель – эксперт ООО «Тюменский нефтяной научный центр» А.В. Степанов
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Относительная фазовая проницаемость является одним из ключевых параметров для предсказания потоков многофазных жидкостей и распределения насыщенностей при несмешивающемся заводнении. Эксперименты по заводнению керн жидкостями представляют основной подход к определению относительных фазовых проницаемостей при таком типе заводнения.

В этой работе формулируется математическая постановка проблемы, а именно получены уравнения для реализации решения фильтрации двухфазной жидкости в пористой среде методом линий тока. Кроме того, реализуется численное решение уравнения для нахождения распределения давления в модели. Также здесь описывается и воплощается трассировка линий тока на расчетной сетке модели.

Система фильтрационных уравнений

Положим, что все расчётные ячейки имеют одинаковую пористость ϕ и что фазы жидкости и породы являются несжимаемыми средами. Это сделано исходя из достаточности условий проведения эксперимента по определению относительных фазовых проницаемостей. Тогда получим уравнение давления из закона сохранения массы для двух фаз и множество одномерных уравнений для расчета насыщенностей вдоль линий тока:

$$\begin{cases} -\nabla(K \lambda_t \nabla p) = \frac{q_w}{\rho_w} + \frac{q_o}{\rho_o} \\ \frac{\partial S_w}{\partial t} + \frac{\partial f_w}{\partial t} = \frac{q_w}{\phi} \end{cases}$$

Постановка численного эксперимента

В работе способы решения фильтрационных уравнений следует выбрать так, чтобы соответствовать постановке IMPES, алгоритм которого представлен на рисунке 1. IMPES (implicit pressure, explicit saturations) – формулировка решения фильтрационной задачи, которая подразумевает нахождение неизвестного распределения давления неявным способом, а всех остальных необходимых переменных – явным. Неявная схема в применении к уравнению для нахождения давления позволит производить расчёт через большие промежутки времени, сохраняя устойчивость численного решения.

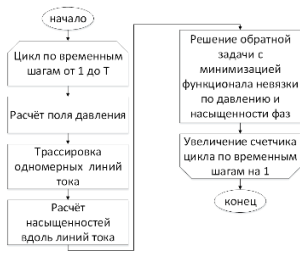


Рис. 1 – Блок-схема алгоритма нахождения функций ОФП с фильтрационным решателем в постановке IMPES

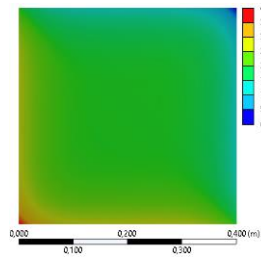


Рис. 2 – Распределение давления в модели, полученное в программном обеспечении ANSYS, с ненулевыми потоками на границах

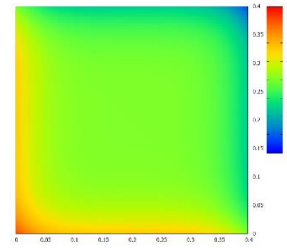


Рис. 3 – Распределение давления в модели, полученное в собственной реализации, с ненулевыми потоками на границах

Применение терминологии линий тока позволит свести двумерное уравнение для расчета насыщенностей к набору одномерных уравнений, что даст повышенную скорость расчета.

Для проверки корректности реализации решения уравнения для давления использовалось программное обеспечение ANSYS, которое использует конечно-элементный анализ. Уравнение для давления может быть приведено к уравнению пьезопроводности путем такого допущения, что относительная фазовая проницаемость и абсолютная проницаемости являются постоянными величинами $k_i = \text{const}$, $K = \text{const}$:

$$\nabla(K\lambda_t \nabla p) = K\lambda_t \nabla^2 p = [\chi = K\lambda_t] = \chi \nabla^2 p$$

Первой тестовой задачей было решено выбрать квадратную расчётную модель, к двум соседним границам которой была подведена плотность потока $q = 1000 \text{ Вт/м}^2$, а к оставшимся двум границам подведена плотность потока $-q$. Обе сравниваемые обладали идентичными характеристиками, в них различались только подходы к реализации решения уравнения. Пространственная дискретизация составляла $\Delta x = \Delta y = 0,04 \text{ м}$, временная $\Delta t = 1 \text{ с}$. Коэффициент пьезопроводности для обоих случаев составляла $\chi = 1,78 \cdot 10^5 \text{ м}^2/\text{с}$.

Если сравнивать рисунок 2 и рисунок 3, то можно заметить, что обоих наблюдается диагональная симметрия и примерно одинаковая закономерность распределения давления. Чтобы детальнее проанализировать различия давлений в двух реализациях, было решено рассмотреть изменение давления с течением времени в одном из расчётных узлов моделей.

Точкой наблюдения выбран расчётный узел с координатой (0;0). Из двух зависимостей видно, что разница между решениями составляет всего 3%.

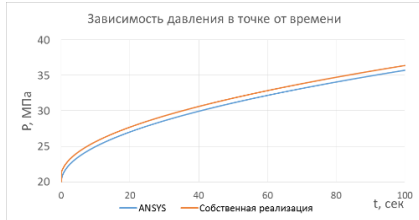


Рис. 4 – Зависимость значения давления в расчётном узле от времени для двух решателей

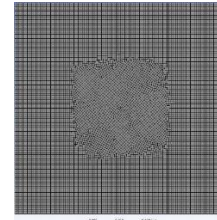


Рис. 5 – Расчётная сетка ANSYS при «точечном» источнике конечного размера

Конфигурация второй тестовой задачи отличалась от первой. В ней присутствовал точечный источник, которые находился в самом центре модели (0,2;0,2), а все четыре границы модели были изолированными, иными словами, поток через них отсутствовал.

При реализации второй тестовой задачи было выяснено, что программное обеспечение ANSYS не «поддерживает» точечные источники. Это означает, что какой бы мы не хотели источник, он всегда будет иметь конечные размеры. Более того, из этого следует, что ANSYS изменит расчётную сетку вокруг этого источника конечного размера, что можно наблюдать на рисунке 5.

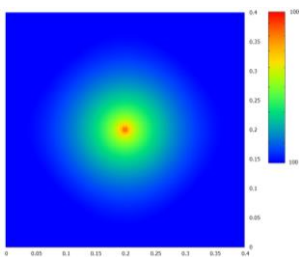


Рис. 6 – Распределение давления в модели, полученное в собственной реализации, с точечным источником

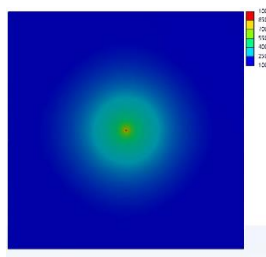


Рис. 7 – Распределение давления в модели, полученное в ANSYS, с точечным источником

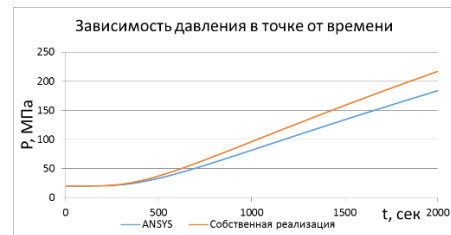


Рис. 8 – Зависимость давления в точке модели от времени в случае точечного источника

Несмотря на это, вторая тестовая задача была проведена для того, чтобы оценить разницу характера поведения поля давления в случае существования точечного источника.

При очередном сравнении результатов тестовых задач наблюдается общий характер распределения поля давления. Это распределение имеет радиальную симметрию, что и должно было наблюдаться при корректной реализации решения уравнения для давления (рис. 8)

В отличие от первой рассмотренной тестовой задачи на этом примере наблюдается большее различие между решениями. Если в первом случае различие возникло только из-за первого расчетного шага, и «линии» шли параллельно друг другу, то во втором случае различие в решениях увеличивается от шага к шагу.

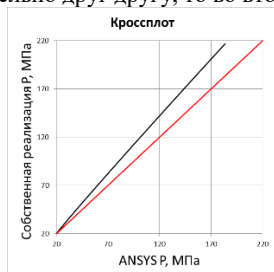


Рис. 9 – Кроссплот расчетных данных ANSYS и собственной реализации

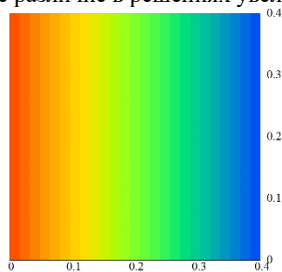


Рис. 10 – Распределение давления с постоянным градиентом по оси абсцисс

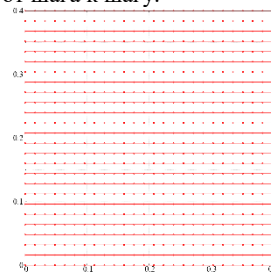


Рис. 11 – Линии тока, полученные трассировкой Поллока

На рисунке видно, что с течением времени отличие в решениях возрастает, причиной чего как раз может служить различие расчетных сеток и невозможность задания точечного источника в программном обеспечении ANSYS.

Реализация трассировки линий тока

Задачей для трассировки линий тока была выбрана модель горной породы, верхняя и нижняя границы которой непроницаемы, а через правую и левую границы флюид закачивается и откачивается соответственно. Такая постановка выбрана из соображений тестирования алгоритма и минимальности «вертикальной» составляющей скорости фильтрации и однородности модели горной породы будут возникать параллельные линии тока.

На рисунке 12 показаны линии тока, полученные соединением точек входа и выхода флюида из расчётной ячейки. Из него видно, что алгоритм трассировки реализован корректно, так как в результате решения получены параллельные линии тока.

Литература

1. Batycky R. P. A 3D Field-Scale Streamline-Based Reservoir Simulator / R. P. Batycky, M. J. Blunt, M. R. Thiele // SPE Reservoir Engineering. – Society of Petroleum Engineers, 1997. – ISSN 0885-9248.
2. Corey A. T. The interrelation between gas and oil relative permeabilities / A. T. Corey // Producers Monthly. – 05.1954. – pp. 38-41.
3. Johansen T. E. Fractional Flow Analysis for Multi-Component Problems with Constant Pressure Boundaries / T.E. Johansen, L. A. James // – St. John's, NL, Canada: Memorial University of Newfoundland, 2014.
4. Pollock D. W. Semianalytical Computation of Path Lines for Finite-Difference Models / D. W. Pollock // Ground Water. – 1988. – pp. 743-750.
5. Batycky R. P. A Three Dimensional Two-Phase Field Scale Streamline Simulator / Roderick Panko Batycky – Stanford University. Stanford, CA, USA. 1997. 326 p.
6. Hægland H. Streamline methods with application to flow and transport in fractured media / Håkon Hægland // – University of Bergen. Bergen, Norway. 2009. – 244 p.
7. Cao J. Determination of Two Phase Relative Permeability from Core Floods with Constant Pressure Boundaries / J. Cao, L. A. James, T. E. Johansen // International Symposium of the Society of Core. – Avignon, France. – 2014. – 6 p.
8. Pasarai U. Application of Streamline Method to Hot Water-Flooding Simulation for Heavy Oil Recovery/ U. Pasari, N.Arihara // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. – Jakarta, Indonesia: Society of Petroleum Engineers, 2005. – 8 p.
9. Peddibhotla S. Multiphase Streamline Modeling in Three Dimensions: Further Generalizations and a Field Application / S. Peddibhotla, A. Datta-Gupta, G. Xue // SPE Reservoir Simulation Symposium. – Dallas, Texas, USA: Society of Petroleum Engineers, 1997. – 15 p.
10. Seto C.J. Compositional Streamline Simulation of Field Scale Condensate Vaporization by Gas Injection / C. Seto, K.Jessen, F. M. Orr Jr. // SPE Reservoir Simulation Symposium. – Houston, Texas, USA. – 2003. – 14 p. – ISBN 978-1-55563-968-6.
11. Thiele M. R. A Streamline-Based 3D Field-Scale Compositional Reservoir Simulator / M. R. Thiele, R. P. Batycky, M. J. Blunt // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – San Antonio, Texas, USA. – 1997. – 12 p. – ISBN 978-1-55563-399-8.
12. Thiele M. R. Streamline Simulator / M. R. Thiele // 6th International Forum on Reservoir. – Schloss Fuschl, Austria. – 2001. – 24 p.
13. Yan W. Three-phase Compositional Streamline Simulation and Its Application to WAG / W. Yan, M. L. Michelsen, E.H. Stenby, R. A. Berenblyum, A. A. Shapiro // SPE/DOE Symposium on Improved Oil. – Tulsa, Oklahoma, USA: Society of Petroleum Engineers, 2004. – 11 p. – ISBN 978-1-55563-988-4.
14. Yang Y. Multiphase Upscaling Using Approximation Techniques / Y. Yang, X. Wang, X.-H. Wu, L. Bi //SPE Reservoir Simulation Symposium. – The Woodlands, Texas, USA: Society of Petroleum Engineers, 2013. – 19 p. – ISBN 978-1-61399-233-3.

РОЛЬ ТЕХНОЛОГИИ «УМНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ» ДЛЯ РОССИЙСКИХ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

А.И. Корнев

Научный руководитель – доцент М. В. Мищенко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Первое упоминание об использовании проектов, по сути ставшие в совокупности новой технологией под названием Smart Fuel, или же «умное месторождение», идет с 2002 года. Впервые его применили компании Shell и BP. Позже другие зарубежные нефтяные компании стали применять и переходить на эту технологию с 2005 по 2007 год. Однако на российском рынке появился он в 2008 году. В этот год впервые в России был оборудован весь фонд скважин системами удаленного мониторинга и управления «умные месторождения» компанией «Салым Петролеум Девелопмент» (СПД) – СП «Шелл» и «Газпром нефть». Эта технология, которую в последнее время активно пытаются внедрить российские нефтегазовые компании, может сыграть важную роль в их развитии.

«Умное месторождение» – это комплекс программных и технических средств, которые позволяют управлять нефтяным пластом и добычей углеводородов, а также вести непрерывную оптимизацию разработки месторождений.

Главные задачи, которые решает данная технология:

а) увеличение скорости и объемов добычи нефти и газа за счет контроля процесса работы месторождения без нанесения ему ущерба в режиме онлайн;

б) сокращения затрат на эксплуатацию месторождения, то есть повышения рентабельности освоение запасов углеводородов;

в) продление жизненного цикла углеводородного пласта.

Особенностью «умного месторождения» является способность гибко подстраиваться под конкретные условия. В отличие от других систем автоматизации, «умное месторождение» в режиме реального времени корректирует действия для максимальной добычи. Помимо поставки большого количества данных, которые анализируют для планирования и принятий решений, технология позволяет оценить, как краткосрочные, так и долгосрочные перспективы нефтегазового актива, моделировать события и ситуации, тем самым экспериментировать с помощью компьютерной программы на основе полученной информации с объекта и избежать ошибок в реальности. (рис. 1)

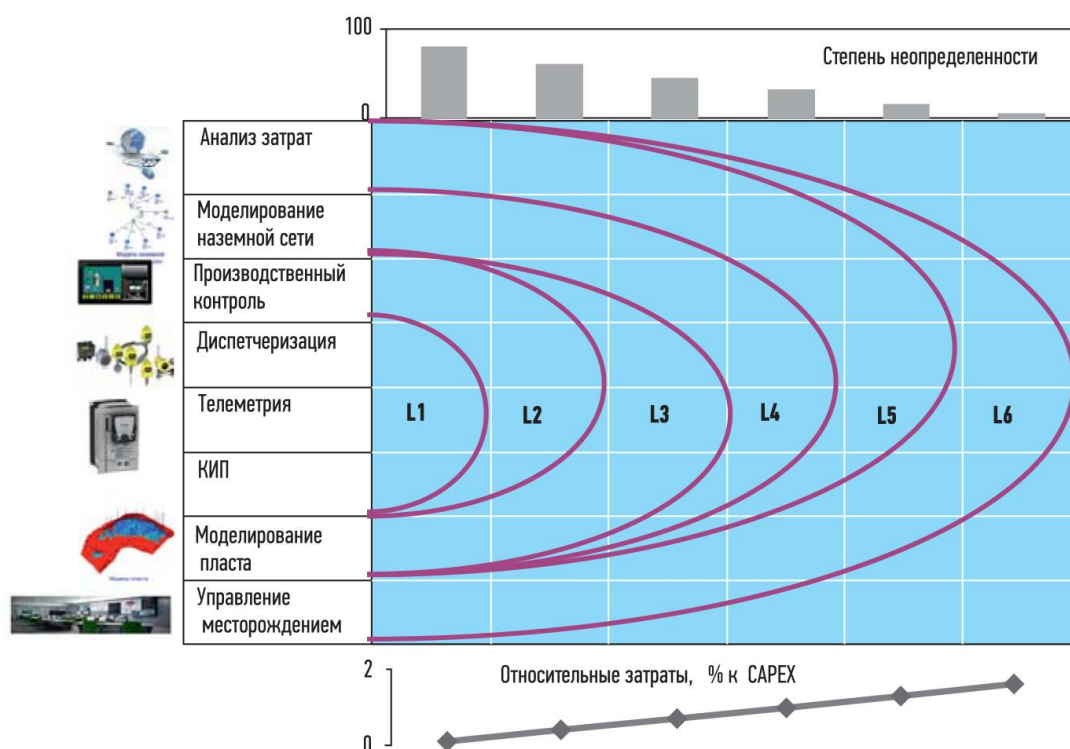


Рис. 1 Степень покрытия Smart Field [4]

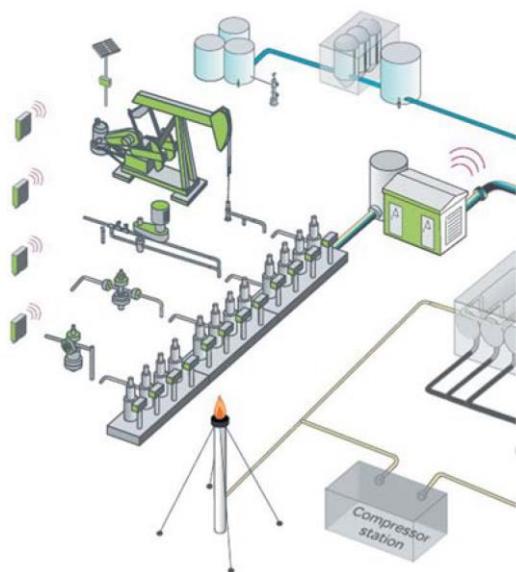


Рис. 2 Схема взаимодействия систем управления в Digital Oil Field [4]

«Умное месторождение» состоит из следующих основных компонентов: комплексная автоматизация, технические средства сбора и анализа данных, решения для повышения производительности работы нефтегазовых компаний. Выделяют такой компонент как интегрирование моделей месторождений. Она позволяет за счет объединения моделей пласта и инфраструктуры, которая будет расположена на территории месторождения, определить наилучший вариант развития объекта, где планируется добыча нефти и газа, или улучшению производства за счет уменьшения затрат и минимизирования ошибок. Также еще один из основных компонентов «умного месторождения» – технология «умная скважина» (Smart Well). С помощью телеметрии она дает удаленно регулировать технологический режим работы скважины. «Умное месторождение» может работать как на одной скважине, так и на всем месторождении. В данной схеме нарисованы все элементы производства добычи и их взаимодействия, которые контролирует ИТ-технология. (рис. 2).

В составе «умного месторождения» есть ERP-системы управления, позволяющие связать добычу с другими процессами, происходящие на производстве, системы распределения энергопотребления и водоснабжения на добывающей площадке, система бесперебойного питания (для нестабильной

энергообеспечением участка), а также использования других ИТ-достижений современной науки.

Что касается положительных сторон, которые имеет данная технология: оптимизация расходов электроэнергии, пара, воды и других энергоресурсов; снижения рисков в области промышленной безопасности и аварий; технология работает и приспосабливается к любым условиям и видам месторождений; повышение скорости и объемов добычи углеводородов и сокращение издержек на этот процесс; возможность рассчитать наилучший вариант разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений для максимальной добычи и минимальных затрат; обеспечивает наибольший жизненный цикл нефтяному и газовому пласту. Это основные положительные стороны, которые можно увидеть в этой технологии. В пример можно привести достижения реализации проекта «умное месторождение» на Западно-Салымском месторождении компании «Салым Петролеум Девелопмент» на период с 2008 по 2016 год:

1. Время на повторный запуск скважины уменьшился с 2 суток до <1 часа.
2. Эксплуатационная готовность объектов выросло до 97 %.
3. Добыча увеличилась в среднем на 2-2,5 %.
4. За счет снижения операционных расходов, увеличилось количество скважин на одного оператора – с 10 до 80.
5. Сокращены риски в области промышленной безопасности и охраны труда.
6. Количество выездов на скважины сократились с 40 до 7-8 в месяц.

(Данные предоставлены заместителем директора производственного департамента Salym Petroleum Development N.V. Эндру Мабиан).

Данный проект может нести за собой минусы, т.к. недостатки могут возникнуть в плане того, выгодно ли внедрять комплексную систему или только часть системы для определенного элемента. Ведь на практике, некоторые усовершенствования могут быть и не нужны, если в результате внедрения проект будет нерентабелен. В частности, можно привести пример, что нет смысла применять технологию «умное месторождение» на фонтанирующие скважины. Так же можно заметить, что в русских нефтедобывающих компаниях сохраняется консервативность, поэтому внедрению чего-то нового – это серьезный шаг, который быстро не проходит. А результаты от внедрения технологии видно со временем.

Сейчас в мире происходит четвертая промышленная революция. Нефтегазовая отрасль переходит на новый этап развития. Для того чтобы перейти на следующую ступень, нефтедобывающим компаниям необходимо внедрения новых инновационных технологий. И сейчас, для российских компаний время “легкой нефти” закончилось, необходимо проводить поиск новых месторождений и искать технологии для извлечения “тяжелой нефти”. И концепция «умного месторождения» – это как раз та ступенька, которая обеспечит конкурентоспособность для них даже при работе с трудноизвлекаемыми запасами и снизит негативное воздействие на окружающую среду.

Литература

1. http://www.up-pro.ru/library/information_systems/production/umnoe-mestorojdenie.html
2. <http://portal-energo.ru/articles/details/id/950>
3. <https://salympetroleum.ru/media/publications/umnoe-mestorozhdenie-dlya-optimalnogo-promysla/>
4. <http://controleng.ru/otraslevye-resheniya/umny-e-tehnologii-v-neftegazovoj-otrasli/>

5. http://www.ipng.ru/files/_6feb65d8-9f63-4110-b92c-b279a4eeaf6a-Standart_162_p28-31.pdf

ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ДОИЗВЛЕЧЕНИЯ ОСТАТОЧНОЙ НЕФТИ ИЗ НЕОДНОРОДНЫХ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

М.И. Королев, Е.С. Барышников

Научный руководитель – профессор М.К. Рогачев
Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия

В России наиболее распространенным режим работы залежей является упруго-водонапорный, при котором пластовое давление поддерживается за счет заводнения. При этом не редки случаи прорыва закачиваемых вод по пластам, что приводит к резкому увеличению обводненности добываемой продукции при невысоких значениях суммарного отбора нефти. Яркими примерами развития такого сценария разработки являются месторождения Самарской области.

В рассматриваемом случае разрабатываемые объекты представляют собой терригенные пласты карбона и верхнего девона со сложным геологическим строением и высокой степенью расчлененности. Особенности разработки данных коллекторов также являются высокая литологическая неоднородность пластов, содержащих основные запасы нефти, опережающее обводнение высокопроницаемых пропластков или одного пласта в многопластовом объекте и увеличение фонда бездействующих скважин, как следствие предыдущих пунктов [1]. То есть, для рационального доизвлечения нефти требуется оптимальный учет особенностей пластов с высокой изменчивостью литолого-фациальных и фильтрационно-емкостных свойств.

Классическая подземная нефтяная гидромеханика отмечает решающую роль проницаемости при заводнении неоднородных коллекторов и выделяет два типа такой неоднородности: слоистую и зональную.

Зональная неоднородность представляет собой изменчивость проницаемости в направлении простирания пласта. Такая особенность учитывается путем усовершенствования системы расположения скважин на этапе проектирования системы разработки.

Слоистая неоднородность представляет собой изменчивость проницаемости пластов по напластованию. Для наиболее эффективного доизвлечения нефти требуется вовлекать в разработку низкопроницаемые участки с одновременным изолированием уже промытых высокопроницаемых зон, перераспределяя фильтрационные потоки и тем самым увеличивая охват залежей заводнением. Современные методы увеличения нефтеотдачи пластов, основанные на потокоотклоняющих технологиях, технологиях ограничения водопритока к добывающим скважинам и выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин, позволяют добиться эффективного доизвлечения нефти даже на поздней стадии разработки месторождения.

Сегодня на промысле наиболее распространенным методом селективной изоляции водонасыщенных интервалов является закачка осадко- и гелеобразующих реагентов, однако у них имеется ряд недостатков. Главный из них заключается в том, что структурообразование таких составов является практически необратимым. При этом в изолирующемся участке остается часть нефтяных запасов месторождения, хоть и малая, которая после изоляции переходит в категорию трудноизвлекаемых [3]. Таким образом, так как восстановление фильтрационно-емкостных свойств изолированного этими методами интервала является достаточно трудозатратным процессом, данные технологии снижают конечный коэффициент извлечения нефти.

Поэтому все более актуальными становятся технологии, позволяющих временно ограничивать или блокировать фильтрацию по высокопроницаемым участкам [2]. Перспективным видом составов, позволяющих решить данную задачу, является обратная эмульсия с добавлением поверхностно-активных веществ.

Он представляет собой термодинамически неустойчивую дисперсную систему, дисперсионной средой которой является нефть, а дисперсной фазой – вода [5]. В таком случае эмульсионная структура обладает достаточными реологическими свойствами для селективной изоляции обводненных интервалов. При этом, так как дисперсная система неустойчива в пластовых условиях, изоляция хорошо проницаемых пропластков является временной, а после разрушения структуры состава адсорбция поверхностно-активных компонентов эмульсии позволяет гидрофобизировать поверхность порового пространства породы. За счет этого снижается фазовая проницаемость по воде и увеличивается нефтеотмывающая способность нагнетаемого агента.

Именно это приводит к перераспределению фильтрационных потоков и включению в работу ранее не работающих интервалов пласта и доизвлечению остаточной нефти при использовании данной технологии.

Для доизвлечения нефти из терригенных пластов верхнего девона месторождения Самарской области был разработан состав, представляющий собой эмульсию второго рода с добавлением ПАВ, гидрофобизатора и эмульгатора.

Исследования состава на модели данных пластов показали, что после фильтрации через пласт эмульсия повышает фильтрационное сопротивление только водонасыщенного участка, за счет чего дальнейшая фильтрация водной фазы замедляется.

В связи с этим можно утверждать, что использование разработанной технологии регулирования фильтрационных потоков в неоднородных терригенных нефтяных коллекторах позволит выровнять фронт вытеснения нефти водой и, как следствие, позволит повысить степень эффективности извлечения нефти из высокообводненных терригенных коллекторов за счет доизвлечения нефти из ранее вовлеченных в разработку зон.

По данным, полученным в ходе лабораторных исследований разработанного состава, были построены гидродинамические модели заводнения на двух объектах. Было рассмотрено два месторождения Самарской области, на каждом из которых был выбран участок со слабо дренируемыми пропластками (рисунки 1 и 2).

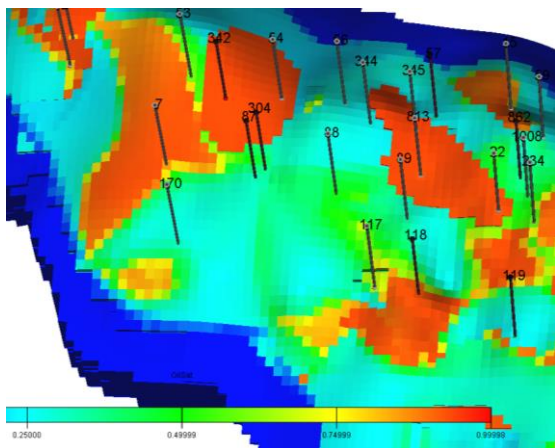


Рис. 1 участок № 1 месторождения № 1

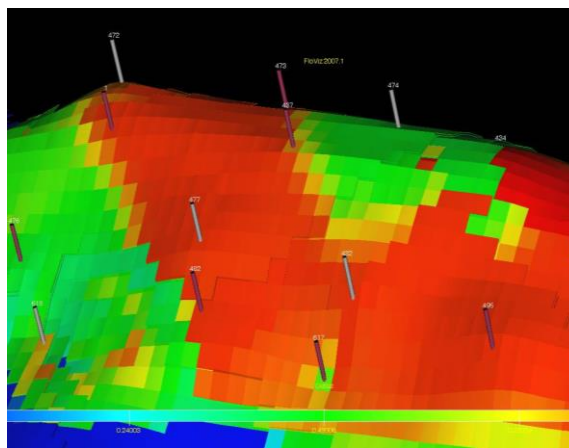


Рис. 2 участок 2 месторождения № 2

Литолого-фациальные и фильтрационно-емкостные свойства моделей участков аналогичны свойствам пластов верхнего девона и нижнего карбона, свойства насыщающих пласты флюидов были взяты из исследований нефти и пластовой воды месторождений Самарской области. Моделируемые месторождения находятся на поздней стадии разработки. Степень выработки на данных участках составляет порядка 85% от извлекаемых запасов. На участке 1 расположены одна нагнетательная и три добывающие скважины, на участке 2 – две нагнетательных и пять добывающих скважин.

Было отмечено, что вовлечение в работу ранее не охваченных заводнением участков, привело к уменьшению обводненности продукции добывающих скважин. Дополнительная добыча составила около 2% на обоих участках, что свидетельствует о хорошей корреляции показателей эффективности применения разработанного состава.

Таким образом, можно сделать выводы о том, что на месторождениях с терригенными пластами на поздней стадии разработки является крайне актуальным применение комбинирования различных методов увеличения нефтеотдачи, так как классическое заводнение в условиях высокой неоднородности коллекторов становится неэффективным, как и классические технологии химического заводнения. В связи с этим становятся актуальными комплексные технологии [4]: мицеллярное заводнение (с композицией ПАВ), мицеллярно-полимерное заводнение, использование различных оторочек химических композиций, таких как коллоидно-дисперсные системы, полимер-дисперсные системы, обратные эмульсии и т.д.

Литература

1. Гавура В.Е. Геология и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ, 1995. – 496 с.
2. Газизов А.Ш., Газизов А.А. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пластах. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. – 285 с.
3. Герштанский О.С. Интенсификация добычи нефти путем применения временноблокирующих составов // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 9. – С. 96 – 98.
4. Адаптация технологии мицеллярно-полимерного заводнения для пласта Дкт Южно-Кубанского поднятия Вахитовского месторождения ПАО «Оренбургнефть» / Р.М. Мусин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 2. – С. 24 – 25.
5. Орлов Г.А., Кендис М.Ш., Глущенко В.Н. Применение обратных эмульсий в нефтедобыче. – М.: Недрa, 1991. – 224 с.

ОПТИМИЗИРОВАННАЯ СБОРКА ПРОЕКТНЫХ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ В ГДМ

И.А. Котов, Д.А. Астапова, Ш.Р. Садретдинов

ОАО «Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа»,
г. Томск, Россия

В настоящее время гидродинамическое моделирование - неотъемлемая часть проектирования разработки месторождений нефти и газа. Гидродинамическое моделирование позволяет количественно оценить влияние различных параметров на результаты добычи [1]. Основной целью ГДМ является возможность расчета различных сценариев развития месторождения.

Фильтрационная модель представляет собой структурированный набор данных и свойств, описывающих месторождение углеводородов. В данной работе рассматривается формирование Schedule секции, состоящей из динамической информации по всем скважинам модели [2]. А именно, из времени работы скважин, их траектории и перфораций, показателей добычи, информации о геолого-технических мероприятиях (ГТМ). Для создания Schedule файла существует специализированное ПО у всех ГДМ симуляторов, представленных на рынке. У этих ПО есть существенный недостаток: на фоне широкого функционала сборка одного прогнозного сценария развития

месторождения весьма трудоемка и затратна по времени, тем более, при создании большого количества прогнозных вариантов.

Для оптимизации создания Schedule файлов, в отделе моделирования ОАО «ТомскНИПИнефть» был разработан собственный макрос на языке программирования Microsoft Visual Basic for Applications 7.1 в среде MS Excel 2016. Он позволяет существенно сократить временные издержки при формировании множества вариантов разработки.

Работа в макросе состоит из шести шагов. На первом шаге задаются исходные данные вычислительной сетки модели, которые располагаются в Grid секции ГДМ. Также на данном этапе макрос может использовать данные литологии и насыщенности геологического пласта. Эти данные нужны для корректного размещения проектных скважин в нефтенасыщенной части коллектора. Данная информация позволяет исключить непродуктивные перфорации и перфорации, попадающие в водонасыщенную часть коллектора, что ощутимо сказывается на сокращении времени инициализации ГДМ и ручного редактирования Schedule файла.

На втором шаге указываются основные параметры работы скважин: коэффициент эффективности скважины, учитывающий время простоя скважин; минимальный дебит нефти для добывающих скважин, при достижении которого скважина отключается; максимальная объёмная обводнённость скважин, при достижении которой скважина отключается; время отработки нагнетательных скважин на добычу нефти; задается забойное давление для добывающих скважин, т.к. по нему осуществляется контроль при расчете прогнозных вариантов; ограничение забойного давления для нагнетательных скважин; коэффициент компенсации закачки нагнетательными скважинами; начальная и конечная дата расчета прогнозного варианта.

На третьем шаге задаются общие параметры гидроразрыва пласта (ГРП) для скважин: азимут направления трещины ГРП; полудлина трещины ГРП; полураскрытие трещины ГРП; период затухания трещины ГРП; проводимость трещины ГРП. Также в этом блоке параметров реализована возможность задания направления трещин многостадийного ГРП (МГРП) для горизонтальных стволов, а именно по азимуту (перпендикулярно региональному стрессу) или ортогонально стволу скважины. Помимо этого, на данном шаге есть настройка совместимости ключевых слов, моделирующих трещины ГРП с различными симуляторами (Eclipse, PH-КИМ, tNavigator).

Четвертый шаг содержит настройки поиска перфораций как для наклонно-направленных скважин, так и для горизонтальных скважин (ГС). Сначала задаются два условия на допустимый диапазон нефтенасыщенности, в котором будут располагаться перфорации добывающих скважин. Далее задаются настройки использования кубов литологии и насыщенности. Также в данном блоке для горизонтальных скважин имеется настройка проводки ствола по ячейкам с максимальной нефтенасыщенностью. Здесь нужно сказать, что эти настройки можно отключить, тогда горизонтальные скважины будут проведены в соответствии с опцией углубления, который задаётся в последнем шаге сборки Schedule файла.

На пятом шаге задаются параметры условий выбытия нагнетательных скважин в зависимости от выключения окружающих добывающих скважин на каждом временном шаге. Здесь задаём радиус влияния нагнетательной скважины, и ставим условие выбора добывающих скважин по всем скважинам месторождения или только внутри определенной группы компенсации.

На заключительном шаге задается список имен проектных скважин и скважин с ГТМ. Для каждой скважины необходимо задать: тип скважины (нагнетательная/добывающая); координаты ствола скважины; диапазон вскрываемых ячеек по вертикали; дату ввода скважины в эксплуатацию; принадлежность к кусту или группе; диаметр ствола скважины; опцию углубления для горизонтальных скважин; флаг ГРП с его параметрами.

После задания всех входных данных и всех настроек разработанный макрос сформирует прогнозный Schedule файл. Для множественного построения Schedule файлов используется дополнительный макрос, меняющий нужные для исследования параметры. Таким образом, с помощью данного макроса возможно быстро создать большое количество различных вариантов разработки, которые затем можно рассчитать в гидродинамическом симуляторе.

В качестве примера использования данного макроса приведем результаты исследований по поиску оптимальной длины ГС и оптимального количества стадий МГРП на реальном месторождении Томской области.

Для расчета на гидродинамической модели сформированы 95 вариантов: длины горизонтальных стволов от 400 до 1000 м с шагом 100м; расстояния между добывающими скважинами (между серединами стволов – «источниками») от 900 до 1500 м; расстояния между рядами горизонтальных добывающих и наклонных нагнетательных скважин от 300 до 700 м.; добывающие, и нагнетательные скважины моделировались с ГРП, для ГС количество стадий определялось из условия 1 ГРП на 100 м.

По результатам сопоставления показателя приведенного дисконтированного дохода (NPV) в зависимости от длины ГС и расстояния между рядами добывающих и нагнетательных скважин, определен наиболее оптимальный вариант размещения скважин: длина ГС 700 м, расстояние между рядами 500 м (рис. 1) [3]. Отрицательный перегиб на втором графике для скважин от 800 м связан со значительным повышением стоимости бурения (использование более мощного бурового станка).

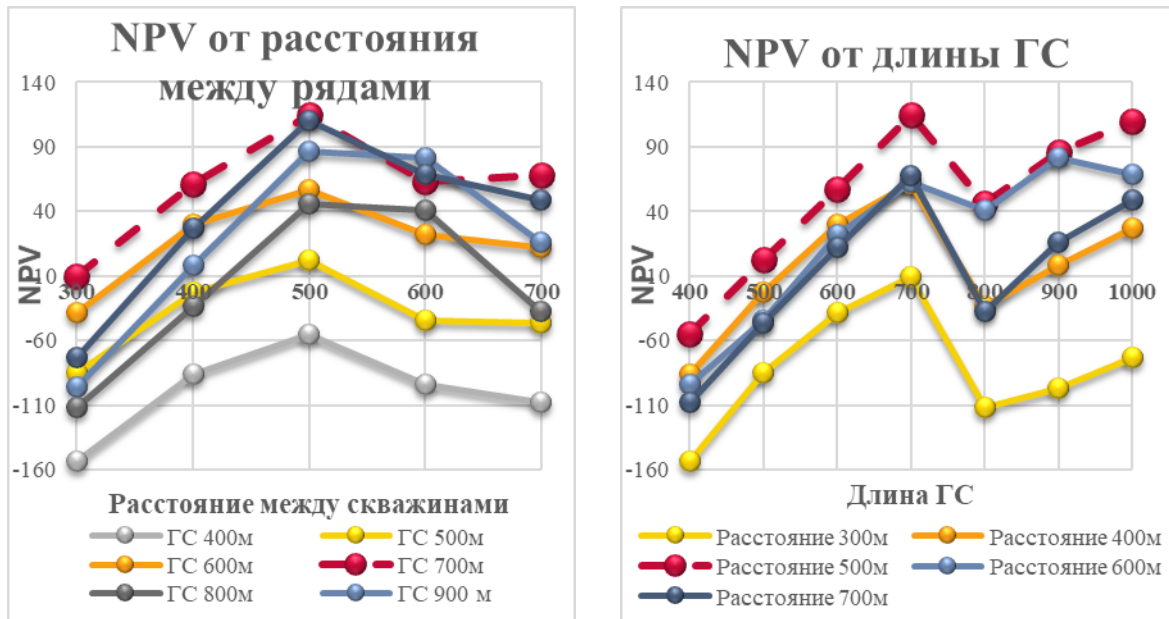


Рис. 1 Графики зависимости NPV от расстояния между скважинами (слева) и от длины ГС (справа)

По результатам расчета оптимальным расстоянием между трещинами определилось 100 м. При дальнейшем уменьшении расстояния экономический эффект возрастает незначительно, фактически выходит на «полку». Это свидетельствует о возрастании интерференции трещин и неэффективном отборе запасов. Кроме того, увеличение количества стадий ГРП в горизонтальной скважине сопряжено с высокими технологическими рисками, т.е. большей вероятностью получения «стопа» при закачке проппанта. Таким образом, в качестве оптимального расстояния между трещинами ГРП в горизонтальной скважине выбрано 100 м.

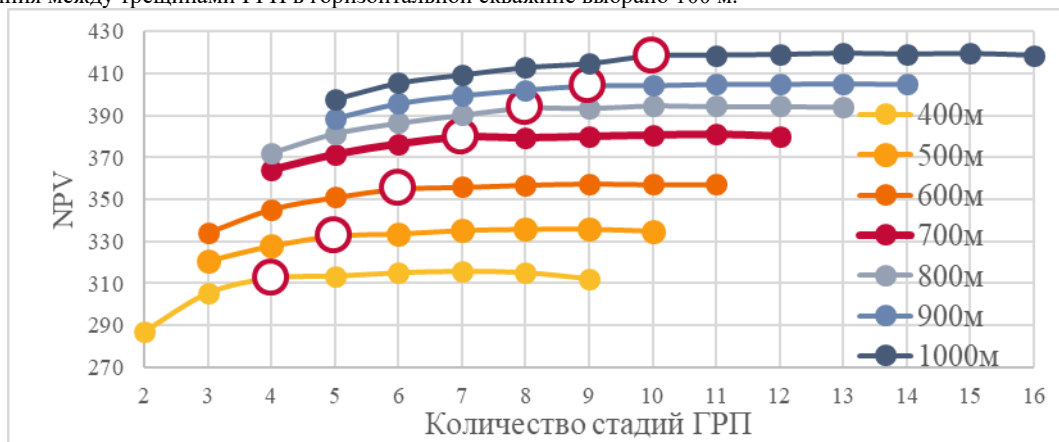


Рис. 2. График зависимости NPV от количества стадий МГРП

Таким образом, разработанный макрос сборки прогнозных вариантов показал свою работоспособность и быстродействие. Использование данного макроса позволяет исключить ошибки из разряда «человеческий фактор». Входные данные удобно редактировать, т.к. все изменяемые параметры находятся одном Excel файле. Для оценки эффективности, скорости сборки Schedule файлов, проводилось сравнение времени построения прогнозного варианта реального месторождения в макросе и с помощью ПО «Schedule» Schlumberger. Это сравнение показало ускорение этого процесса приблизительно в восемь раз. В дальнейшем планируется развивать и поддерживать данный макрос.

Литература

1. Карлсон М.Р. Практическое моделирование нефтегазовых пластов. – М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. – 944 с.
2. Справочное руководство ECLIPSE 2012.2. – Schlumberger. – 2012.– 2771 с.
3. Аньшин В.М. «Инвестиционный анализ» – М.: 2004 «Дело».

МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

М.В. Кулюкин

Научный руководитель – доцент Ю.М.Рыбальченко

**Южно-Российский государственный политехнический университет им. М.И. Платова,
г. Новочеркасск, Россия**

В настоящее время большая часть разрабатываемых нефтяных месторождений не только в России, но и за рубежом, находится на финальной стадии разработки, которая обусловлена низкими значениями пластового давления, снижением проницаемости в нагнетательных и дебита в добывающих скважинах, а также их активным обводнением. Уменьшение продуктивности скважин является результатом множества факторов. К примеру:

- 1) Снижение пористости горной породы пласта;
- 2) Загрязнение призабойной зоны пласта во время его первичного вскрытия;
- 3) Повреждение призабойной зоны пласта при цементировании эксплуатационной колонны;
- 4) Загрязнение призабойной зоны пласта при вторичном вскрытии пласта перфорацией.

Всё это не позволяет в щадящем режиме вскрывать продуктивный горизонт и обеспечивать постоянство фильтрационно-емкостных свойств объекта. Это означает, что некоторая часть углеводородов может оставаться не извлечённой из пласта. Чтобы избежать малой эффективности и простаивающей скважины, практически большинство нефтегазовых компаний используют форсированные способы добычи нефтяного сырья.

Применяемые методы восстановления и увеличения продуктивности скважин подразделяют на: гидромеханические, термические, Физико-химические и комбинированные или комплексные. Среди них особое место занимает комплексный приём. За основу этого перспективного направления взяты синергетические физико-химические эффекты, которые благодаря совмещению и усилению методов дают наиболее высокий результат, чем каждый способ по отдельности. Взаимодополняющие друг друга по физическому эффекту операции гидродинамического, механического и химического воздействия дают возможность увеличить добывающую способность скважин.

Примером применения комплексного метода увеличения нефтеотдачи может служить скважина №7 леоновской площади. В 2000-х годах для стимуляции притока углеводорода в скважину было принято решение использовать термогазохимическое воздействие (ТГХВ). Его принцип заключается в сжигании на забое скважин порохового заряда. Время сгорания регулируется в связи с тем выделяют быстрое горение (менее 1 секунды) и медленное. При первом создается высокое давление (100-250 МПа), которое, воздействуя на пласт, увеличивает количество новых и размер уже существующих трещин. При втором методе отсутствует сильное давление, но образуется температура около 350 °С и продукты горения. Механизм воздействия включает в себя 3 составляющие:

- 1) Термическое – импульсивное выделение тепла и перенос его вглубь горизонта сквозь микротрещины и каналы в породе для нагревания и расплавления различных отложений и солей, мешающих фильтрации; одновременно происходит активное движение нагретой жидкости и газов горения;
- 2) Гидродинамическое – увеличение имеющихся микротрещин и возникновение дополнительных;
- 3) Химическое – взаимодействие продуктов сгорания порохового заряда (азот, углекислый газ, хлор) с водой, образуя соляно-кислотную среду, снижающую поверхностное натяжение на границе «нефть – порода» за счёт растворения в нефти углекислого газа. Также происходит растворение карбонатных пород продуктивного интервала и улучшение фильтрационной способности пласта [1].

В настоящее время, в совокупности с применением ТГХВ, призабойную зону пласта чаще всего продолжают обрабатывать ультразвуком с частотой около 24 кГц. Создаваемое акустическим излучением волновое поле позволяет: повысить теплопроводность пласта, тем самым уменьшить время его прогрева, а также способствует выносу из пористой среды частиц парафина, бурового раствора и его фильтратов, твёрдых отложений солей [2].

Приоритетность тепловых методов с точки зрения масштабов внедрения и добычи нефти, прослеживается с самого начала появления официальных статистических данных о внедрении МУН и объясняется отсутствием возможности ввода в разработку месторождений высоковязких углеводородов с использованием других методов воздействия, которые применяются для добычи лёгких углеводородов. Прежде всего, это связано с высокой плотностью тяжёлой нефти (более 0,921 г/см³). По некоторым данным, в настоящий момент высоковязкие нефти открыты примерно на 300 месторождениях мира. Их основная часть сконцентрирована на территории Канады и Венесуэлы. В России тяжёлая нефть больше всего распространена в Пермской области, республиках Татарстан и Башкортостан. Эти месторождения определяют перспективу развития термических методов добычи нефти.

Таким образом, использование методов увеличения нефтеотдачи способствует интенсификации дебита скважины при разработке трудноизвлекаемых запасов.

Литература

1. Третьяк А.Я., Зиновьев В.В., Чихоткин В.Ф., Рыбальченко Ю.М., Чикин А.В. Т 18 Методы увеличения нефтеотдачи пластов: Учеб. Пособие / Юж.-Рос. тос. техн. Ун-т. – Новочеркасск: ЮРГТУ (НПИ), 2005. – 227 с.
2. Применение термогазохимического метода для увеличения нефтеотдачи пласта на Леоновском месторождении / А.Я. Третьяк, Ю.М. Рыбальченко, А.В. Чикин, А.В. Целиков // Тезисы докладов 5-й науч. –техн. конф. РГУНИГим И.М. Губкина. – М., 2003.

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ АДАПТАЦИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ
МОДЕЛЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

К.К. Курин

Научный руководитель – доцент В.В. Паникаровский
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

В последние десятилетия в мире бурно развивается новая прикладная область математики, специализирующаяся на искусственных нейронных сетях (НС). Актуальность исследований в этом направлении подтверждается массой различных применений НС. Это – автоматизация процессов распознавания образов, адаптивное управление, аппроксимация функционалов, прогнозирование, создание экспертных систем, организация ассоциативной памяти и многие другие приложения. В то время как на западе применение НС уже достаточно обширно, у нас это еще в некоторой степени экзотика – российские фирмы, использующие НС в практических целях, наперечет [1]. Развитие искусственных нейронных сетей вдохновляется биологией. Рассматривая сетевые конфигурации и алгоритмы, исследователи мыслят их в терминах организации мозговой деятельности. Но на этом аналогия может и закончиться. Наши знания о работе мозга столь ограничены, что мало бы нашлось руководящих ориентиров для тех, кто стал бы ему подражать. Поэтому разработчикам сетей приходится выходить за пределы современных биологических знаний в поисках структур, способных выполнять полезные функции. Во многих случаях это приводит к необходимости отказа от биологического правдоподобия, мозг становится просто метафорой, и создаются сети, невозможные в живой материи или требующие неправдоподобно больших допущений об анатомии и функционировании мозга [2].

Наибольший недостаток традиционных систем автоматической адаптации - их абсолютная объективность. Наличие неопределенностей при адаптации позволяет с заданной точностью определять значения, зависимости которых не могут быть получены путем вычисления по формулам. Использование нейронных сетей, гибкость получаемых зависимостей, отсутствие необходимости пересчета систем линейных уравнений, отлично сказывается на повышении скорости и качестве адаптации гидродинамических моделей. При наличии необходимого количества аппаратных средств, адаптацию исходной модели можно проводить с помощью сравнения с выходными значениями из нейронных сетей для достижения достаточно высокой степени сходимости рассчитанного закона распределения с фактическими данными замеров. Возможность оперативного изменения параметров работы нейросетей достигается за счет гибкости структуры, делая нейронные сети универсальным аппроксиматором, применяемым при зашумлении данных, отсутствии фрагментов исходных данных и др.

В нейронной сети есть ячейки, называемые «нейронами», которые выполняют какую-то конкретную операцию. Далее под нейроном будет подразумеваться искусственный нейрон, то есть ячейка НС. Каждый нейрон, имея свой весовой коэффициент, может фильтровать информацию, пропуская или задерживая её [3]. Он обладает группой однонаправленных входных связей – синапсов, соединенных с выходами других нейронов, а также имеет аксон – выходную связь данного нейрона, с которой сигнал (возбуждения или торможения) поступает на синапсы следующих нейронов. Общий вид нейрона приведен на рисунке. 1. Каждый синапс характеризуется величиной синаптической связи или ее весом w_i .

Текущее состояние нейрона определяется, как взвешенная сумма его входов:

$$S = \sum_{i=1}^n x_i \cdot w_i \quad (1)$$

Выход нейрона есть функция его состояния:

$$y = f(s) \quad (2)$$

Нелинейная функция f называется активационной и может иметь различный вид.

За входные векторы в нейросеть использованы дебит и пористость каждой скважины, по результатам замеров и ГИС. Такой выбор обусловлен тем, что количество добываемой нефти - коммерческая величина, поэтому измеряется достаточно точно. Благодаря последним достижениям в области ГИС и исследовании керна, пористость также определяется с необходимой достоверностью.

В качестве выходных векторов были выбраны проницаемость и давление. Проницаемость в настоящее время не может быть точно вычислена хотя бы потому, что результаты ГИС и исследований керна могут отличаться на порядок и больше, поэтому принято решение, чтобы в зависимости от построенного нейросетью закона, это число изменялось. Давление, как искомая величина, необходимая для сравнений в дальнейшем, также задана как выходной вектор.

Обучаясь, нейронная сеть создает закон распределения своих весовых коэффициентов, который в последствии можно использовать для задач интерполяции значений замеров пластового давления и их прогнозирования. Во время обучения нейросети на вход подаются обучающие пары – добыча газа и пористость, на выходе давление и проницаемость. На ее вход подается все множество значений дебита газа по каждой скважине и

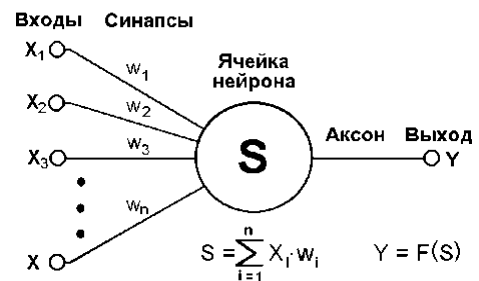


Рис. 1 Искусственный нейрон

пористость, а на выходе заполняется массив рассчитанных пластовых давлений и проницаемостей, в соответствии с законом, созданным нейронной сетью.

В качестве корректировочного коэффициента для абсолютной проницаемости использован результат, получаемый в гидродинамической модели и результат, получаемый на обученной нейронной сети.

$$k = \frac{X_{\text{нейро}}}{X_{\text{модель}}} \quad (3)$$

Чтобы оценить качество адаптации пластового давления в работе введен параметр – среднее квадратическое отклонение (СКО) модельных значений пластового давления от фактических. Значение СКО рассчитывается для каждой скважины по формуле (3).

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum (w_i \cdot (v_i - m_i))^2}{n}} \quad (4)$$

где w_i – весовой коэффициент для данного фактического значения;

v_i – фактическое значение;

m_i – модельное значение;

n – общее количество значений.

В результате апробации на сеноманской залежи месторождения Западной Сибири были выявлены особенности разработанных методик, а также их сфера применимости. Получены положительные результаты в процессе адаптации пластового давления, СКО снижено по большинству скважин (рисунок 2). Применение нейронных сетей для настройки исследуемой модели позволило успешно адаптировать пластовое давление на фактические значения, что выявило возможность применимости нейронных сетей в адаптации пластового давления.

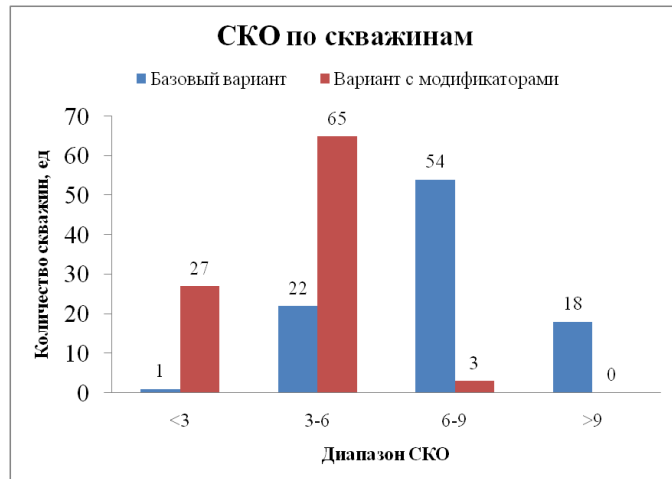


Рис 2 Результат применения НС при адаптации месторождения

Литература

1. Уоссермен Ф., Нейрокомпьютерная техника: Теория и практика, М., Мир, 1992, 184 с.
2. Блум Ф., Лейзерсон А., Хофстедтер Л. Мозг, разум и поведение. – М.: Мир, 1988.
3. Алтунин А.Е., Семухин М.В. Модели и алгоритмы принятия решений в нечетких условиях: Монография. Тюмень: Издательство Тюменского государственного университета, 2000, 352 с.

МЕТОД УТОЧНЕНИЯ ПРОГНОЗНОГО ПОДЪЕМА ГАЗОВОДЯНОГО КОНТАКТА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПЛАСТА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИССЛЕДОВАНИЙ В ПИЛОТНЫХ СКВАЖИНАХ

К.К. Курин

Научный руководитель – доцент В.В. Паникаровский
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

С развитием компьютерной техники, а также специализированного программного обеспечения, использование численных моделей набирает все большую популярность. Такие средства могут применяться в самых различных сферах для проектирования систем, имеющих неопределенность, вариативность параметров, требующих проведения множества опытов. Численные модели позволяют решать задачи оптимизации в большинстве инженерных задач, что обуславливает их широкое применение во многих сферах производства. Использование численных моделей при разработке месторождений необходимо, так как позволяет, на основании правильно построенной модели, провести сравнительный анализ стратегий разработки, чтобы, после экономической оценки, выбрать вариант, соответствующий принципам рационального и рентабельного использования недр.

При проектировании разработки газовых месторождений применяются различные типы численных моделей: геологические, гидродинамические, модели сети сбора газа, модель подготовки и осушки газа. На этапе построения гидродинамической модели, используется геологическая модель с параметрами, определенными в ней, а также история всех операций на месторождении, которые могли бы повлиять на состояние запасов в пласте. Однако, после учета всех операций, воспроизвести показатели разработки в гидродинамической модели зачастую не получается. Точное прогнозирование разработки месторождений невозможно без адекватности модели

историческим параметрам разработки. Для корректного воспроизведения динамики исторических показателей разработки в модели варьируют ряд параметров, имеющих наибольшую неопределенность. Такой процесс называется "history matching" или "адаптация на историю разработки". Одним из параметров, имеющим наибольшую неопределенность является проницаемость. В геологической модели, проницаемость определяется через корреляционные зависимости от пористости, согласно результатам геофизических исследований скважин (ГИС). В то же время, результаты определения проницаемости по ГИС и результаты определения проницаемости по керну могут давать расхождения в оценке параметра на порядок и выше. Такие отклонения наиболее заметны, если исследуемый пропласток сложен не преимущественной породой (в сеноманских залежах - песчаник), а менее встречающейся (аргиллиты, алевролиты). Так как параметр имеет наибольшую неопределенность, а также является фильтрационным, то есть влияющим на фильтрацию, его изменение наиболее обосновано.

Проблемы, связанные с определением проницаемости по пласту, влияют на множество параметров разработки. Так как параметр фильтрационный, то его количественное значение обуславливает способность породы пропускать через себя флюид [1]. Таким образом, распределение запасов по залежи в модели может полностью не соответствовать распределению запасов в залежи. Это особенно важно, когда в сеноманских залежах выполняется моделирование подъема газовой воды (ГВК). В большинстве случаев, вода из подошвенной водоносной части пласта, внедряется вертикально, преимущественно в местах отбора газа скважинами. В литературе это явление называется "конусообразование"[2]. Скважины сеноманских залежей на этапе падающей добычи выбывают

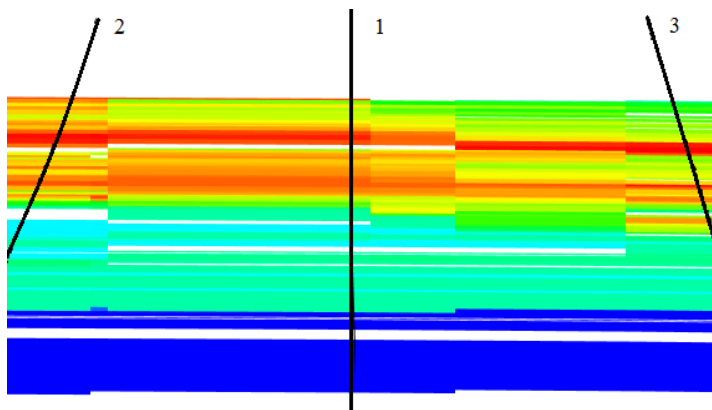


Рис. Вертикальный разрез по наблюдательной (1) и эксплуатационным (2, 3) скважинам в пределах одного куста

зачастую именно по причине подхода подошвенных вод к интервалу перфораций, размывая призабойную зону пласта (ПЗП), увеличивая водогазовый фактор продукции, вызывая эффект "самозадавливания" скважины столбом жидкости на забое. Корректное прогнозирование времени выбытия скважин позволяет более эффективно выполнять задачи по разработке месторождений, предоставляя более точные оценки эксплуатационного фонда и добычных возможностей месторождения.

Сеноманский керн почти не исследован на параметр анизотропии, поэтому определение фильтрационных параметров по вертикали в гидродинамических моделях

дополнительно осложнено. К тому же, большинство скважин эксплуатационного фонда сеноманских залежей Западной Сибири несовершенны по степени и характеру вскрытия, из-за чего контроль подъема подошвенных вод непосредственно в добывающей скважине затруднен. Однако, широко применяющаяся с 90-х годов прошлого века стратегия разбуривания залежи, подразумевающая размещение в пределах куста одной наблюдательной скважины-пилота и 2-5 добывающих скважин, позволяет проводить оценки анизотропии наблюдательной скважины на основании подъема ГВК в ней, а также прогнозировать обводнение соседних добывающих скважин эксплуатационного фонда (рисунок).

Необходимо отметить, что адаптация уровня подъема ГВК с помощью корректировки анизотропии обводненных ячеек даст наиболее достоверные результаты при её проведении после адаптации пластового давления. Это связано с тем, что варьируемые параметры при адаптации пластового давления (порový объем, проницаемость) влияют не только на распределение в пласте газа, но и на темп внедрения пластовой воды.

В ходе адаптации, при достижении баланса между значениями горизонтальной проницаемости и анизотропии, возможно сделать выводы о применении корректировочных множителей к пропласткам. В случае с кустовым бурением, при наличии наблюдательной скважины-пилота, возможно изменение значений анизотропии в пропластках, залегающих ниже забоев добывающих скважин. Такая корректировка будет способствовать наиболее точному воспроизведению динамики продвижения подошвенной воды к забоям добывающих скважин. Метод предполагает некоторое количество итераций, при которых с каждой последующей итерацией точность воспроизведения подъема ГВК возрастает [3].

Значение множителя может рассчитывается для каждого пропластка по формуле (1).

$$k = \frac{dh_{\text{н}} \cdot dt_{\text{ф}}}{dt_{\text{н}} \cdot dh_{\text{ф}}}, \quad (1)$$

где $dh_{\text{ф}}$ – поднятие ГВК, зарегистрированное по фактическим замерам;

$dh_{\text{н}}$ – поднятие ГВК в модели;

$dt_{\text{ф}}$ – время с начала разработки, зарегистрированное по фактическим замерам.

$dt_{\text{н}}$ – время с начала разработки, отмечаемое в модели.

После успешной адаптации скважины-пилота в кусте, возможно распределение корректировочного множителя по пропластку. Вариативность методов распределения на данный момент довольно высока: для этих целей подойдет и аппроксимация сплайнами, и интерполяция кригингом. Обязательно необходим контроль входящей информации, важно оценить степень влияния замеров скважины-пилота на ближайшие скважины в кусте

(сильное), а также на соседние кусты (более слабое). Дальность распространения корректировочных коэффициентов анизотропии для пластов индивидуальна и зависит от седиментационных процессов образования коллекторов.

Не исключена целесообразность построения карт множителей на основе данных наблюдений за продвижением ГВК, с целью корректировки анизотропии по всему месторождению, улучшая тем самым прогноз даже для неразбуренных областей. Опыты с целью нахождения зависимости, по которой, при адаптации фонда добывающих и наблюдательных скважин, возможно будет делать выводы о корректировке анизотропии в пределах залежи, продолжают выполняться. Однако, практическая польза для скважин, находящихся в одном кусте с наблюдательной скважиной, вскрывающей продуктивную толщу до уровня начального ГВК, несомненно присутствует и используется при прогнозировании разработки и водоизоляционных работ.

Литература

1. Дейк Л.П., Практический инжиниринг резервуаров, М., Мир, 2008, 64 с.
2. Телков А.П., Стклянин Ю.И. Образование конусов воды при добыче нефти и газа. - М.Недра, 1965.
3. Шандрыголов З.Н., Архипов Ю.А., Гумерова Н.В., Курин К.К., Морев М.В., Метод адаптации подъема газодобывающего контакта газовых месторождений, Известия вузов. Нефть и газ. 2017. № 4. С. 84-88.

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА КРИВОЙ ПАДЕНИЯ АРПСА ДЛЯ ПРОГНОЗА ДОБЫЧИ НЕФТИ СКВАЖИНЫ N1 МЕСТОРОЖДЕНИЯ “ЧЁРНЫЙ ДРАКОН”, ВЬЕТНАМ

Л.В. Тунг

Научный руководитель – профессор Ю.В. Савиных

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время нефтяная промышленность играет очень важную роль во многих странах и Вьетнаме. Во Вьетнаме каждый год нефтяная и газовая промышленность вкладывает около 1/3 в объем доходов государственного бюджета и является одними из ключевых отраслей экономики [1]. В области добычи нефти и газа на сегодняшний день анализ и прогнозирование идут параллельно с процессами добычи. Прогнозирование является основой для разработки месторождения и даёт возможность оценить объёмы добычи нефти на основании реального объема добычи.

Для анализа добычи нефти применяются методы Арпса, Фетковича, Картера и Палацио - Блэсингейма. Первоначально осуществляется выбор метода для создания встраиваемого программного модуля. С помощью созданного модуля проводится прогноз темпов снижения добычи нефти и газа на основе реальных производственных данных.

Арпс предложил, что «кривизну» кривой зависимости дебита от времени можно выразить математически одним из уравнений гиперболического семейства. Метод анализа падения кривых по Арпсу используется только тогда, когда течение достигает состояния контура питания пласта. Этот метод предложен при следующих допущениях: пластовое давление постоянно, коэффициент скин не зависит от времени, площадь эксплуатационной зоны не изменяется, площадь призабойной зоны скважины стабильна. Теория кривой падения начинается с соотношения снижения дебита в единицу времени [4].

$$D = \frac{-\left(\frac{dq}{q}\right)}{dt} = \frac{-\left(\frac{dq}{dt}\right)}{q}$$

Где D – номинальный темп падения добычи, 1/единица времени. В случае, b – постоянная Арпса для кривой падения добычи $0 \leq b \leq 1$. Арпс предложил общее уравнение дебита к моменту времени и уравнение накопленной суммы добычи. В общем виде кривые падения можно выразить следующим образом:

$$q = q_i(1 + bD_i t)^{-1/b}; \quad Q(t) = q_i^b (q_i^{1-b} - q_t^{1-b}) D_i^{-1} (1-b)^{-1}$$

Где q_t – дебит к моменту времени t, м3/единица времени; q_i – начальный дебит добычи, м3/единица времени; t – единица времени; b - постоянная Арпса для кривой падения добычи [2].

Если давление эксплуатационных скважин больше, чем давлением насыщения или эксплуатационные скважины имеют однофазные флюиды, то $b = 0$. Если давление в эксплуатационных скважинах меньше, чем давлением насыщения или эксплуатационные скважины работают в режиме растворенного газа, скважины находятся под влиянием краевой воды, то $b = 0,5$. Для газовых месторождений $0,4 < b < 0,5$ [3].

Арпс установил следующие три типа падения добычи: экспоненциальный ($b=0$), гармонический ($b=1$) и гиперболический ($0 < b < 1$). Метод Арпса не может применяться для анализа, когда поток находится в режиме перехода и анализируется только тогда, когда история добычи достаточно долгая, чтобы определить тренд кривой. Есть много влияний, которые изменяют тренд снижения в процессе добычи (пластовое давление, нефтенасыщенность, проницаемость пород пласта), условия добычи (давление в сепараторе, диаметр эксплуатационной трубы скважины). Поэтому анализ проводится только тогда, когда условия стабильны и не меняются со временем [3].

Во Вьетнаме на месторождении Чёрный Дракон разработка начиналась со скважины N1. Начальный дебит скважины N1 составляет 2000 баррелей в день. На основе фактических данных и графика снижения дебита скважины N1 рассчитываем снижение с 427-го дня (662 б/д) до 609-го дня (170 б/д). Скважина N1 находится под

СЕКЦИЯ 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

влиянием краевой воды, $b = 0.5$ и прогноз времени 1 год [1]. Применение теории метода кривой падения Арпса для прогноза добычи нефти скважины Н1.

Таблица

Известные параметры

Время начала прогнозирования добычи	610 день
Дебит начала прогнозирования	170 (баррелей в сутки)
Коэффициент D	0,0078 (1/д)
Коэффициент b	0,5
Прогнозируемое время	1 год

Общий объем добычи составляет от 427 до 609 дней: $q = q_{427} + q_{428} + \dots + q_{609} = 62967$ (б/с)

$$D = \frac{662 - 170}{62967} = 0.0078(1 / \text{д})$$

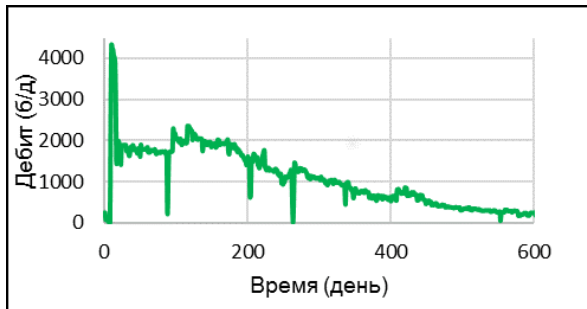


Рис. 1 Историческая диаграмма добычи скважины Н1

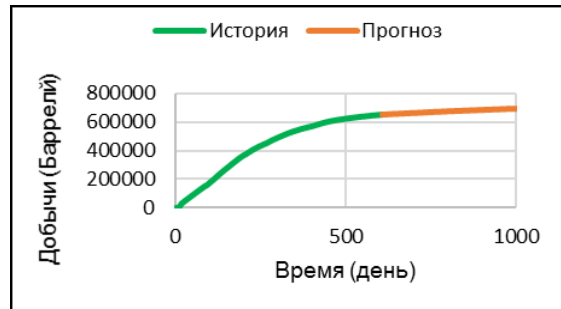


Рис. 2 Накопленная добыча нефти скважины Н1

На рисунке 1 показана диаграмма снижения добычи нефти за период 600 дней. На рисунке 2,3,4 представлена добыча нефти по скважине Н1 которая уменьшается по гиперболической кривой с коэффициентом $b = 0.5$. После одного года, добыча снизилась до 36 баррелей в день [1]. При добыче ниже 100 баррелей в день, скважина Н1 может быть закрыта в следующем году для проведения исследований, или переведена в нагнетательный фонд для поддержания пластового давления в эксплуатационных скважинах. Из-за низкой добычи и экономическая эффективность является невысокой. Согласно прогнозам, до 700-го дня дебит скважины Н1 составлял 100 б/с.

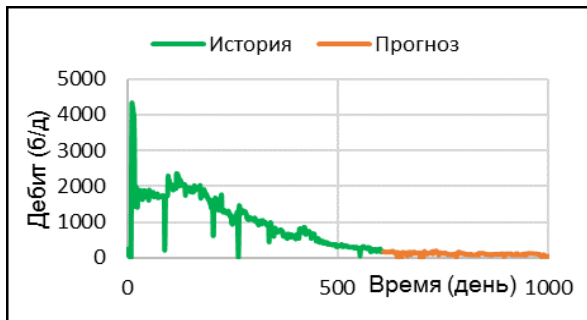


Рис.3 Историческая диаграмма и прогноз добычи скважины Н1

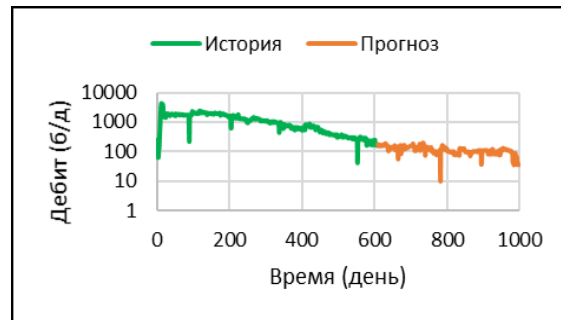


Рис. 4 Историческая диаграмма (лог) и прогноз добычи скважины Н1

В начале прогноза накопленная добыча нефти в скважине Н1 составила 0,656 млн. баррелей. К концу года прогнозируется 0,684 млн. баррелей. Но из-за низкого дебита, возможно, что скважина будет закрыта в середине следующего года. Накопленная добыча нефти во время дебита менее 100 б/д составляет 0,677 млн. баррелей. К тому времени, когда дебит скважины составит около 100 баррелей в день, количество дополнительной нефти, которую можно добыть, составляет 0,011 миллиона баррелей.

В настоящее время месторождения "Чёрный Дракон" имеет 3 скважины Н1, Н2, Н3 и дебит зависит главным образом от скважины Н2. Фактически, скважины Н1 и Н3 с обводненностью до 98% имеют низкую экономическую эффективность [1].

Литература

1. Годовой отчет добычи. Совместная операционная компания Кыулонг, Вьетнам, 2016. – 152с
2. Оливье Хоузе, Дидье Витурат. Динамический анализ данных. – Каппа, 2010. 537с.
3. Силаев К.О. Методы для анализа кривых падения добычи. – Томск, ТУСУР, 2016. – 15 с.
4. Труонг Тхи Минь Ханг. Анализ данных добычи в месторождении «Черного Лева». – Политехнический университет г. Хошимина, Вьетнам, 2010. 124 с.

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ДОЛГОСРОЧНОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ВОДОНЕФТЯНОГО ФАКТОРА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МАКСИМАЛЬНО ВОЗМОЖНОГО РАСЧЁТНОГО ОБЪЁМА ДОБЫЧИ НЕФТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «ЧЁРНЫЙ ДРАКОН», ВЬЕТНАМ

Л.В.Тунг

Научный руководитель – профессор Ю.В. Савиных

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Долгосрочный прогноз водонефтяного фактора (WOR) представляет собой метод прогнозирования обводнения, предназначенный для прогнозирования и определения расчетного максимально возможного объема добычи нефти (EUR). Прогноз WOR представляет собой эмпирический метод анализа, который не имеет уравнения описания модели. WOR и WOR+1 используются для прогнозирования и полулогарифмических диаграмм WOR по оси y, накопленная добыча нефти расположена на оси x [4].

$$WOR = \frac{q_w}{q_n}; \quad WOR+1 = \frac{q_w + q_n}{q_n}; \quad \text{Содержание воды} = \frac{WOR}{WOR+1},$$

где: q_w – дебит воды к моменту времени t ; q_n – дебит нефти к моменту времени t ; WOR+1 – Отношение сумма дебита нефти и воды к дебиту нефти во времени.

Прогноз WOR в сочетании с дебитом (традиционные методы кривой падения) могут повысить надежность прогнозирования.

В гармонических или экспоненциальных кривых падения добычи, наклон зависит от тенденции дебита и водонефтяного фактора. Зависимость наклона может использоваться для сопоставления исторических данных по тенденциям дебитам и WOR. Экспоненциальная кривая падения анализируется на полулогарифмическом графике (рис.1) WOR и WOR+1 со временем, и гармоническая кривая падения анализируются на полулогарифмическом графике с накопленной добычей нефти. На следующем графике (рис.2) показан наклон, зависящий от дебита нефти и WOR+1, тогда как общий дебит (нефти и воды) постоянный [4].

WOR и WOR+1 часто взаимозаменяемы. Преимущество WOR+1 заключается в том, что в некоторых случаях дебит воды равен нулю, но он все равно может быть показан на графике. WOR является линейным, когда дебит воды является постоянным, а WOR+1 является линейным, когда общий дебит постоянный. Для составления прогнозов необходимо определить линию тренда на графике WOR и WOR+1, а наибольшее значение WOR или WOR+1 используется для завершения прогноза.

Прогноз WOR обеспечит наиболее выгодные результаты в водных режимах или обводненных месторождениях (случай на графике рис 2 - это высокий расход воды) [2] [4].

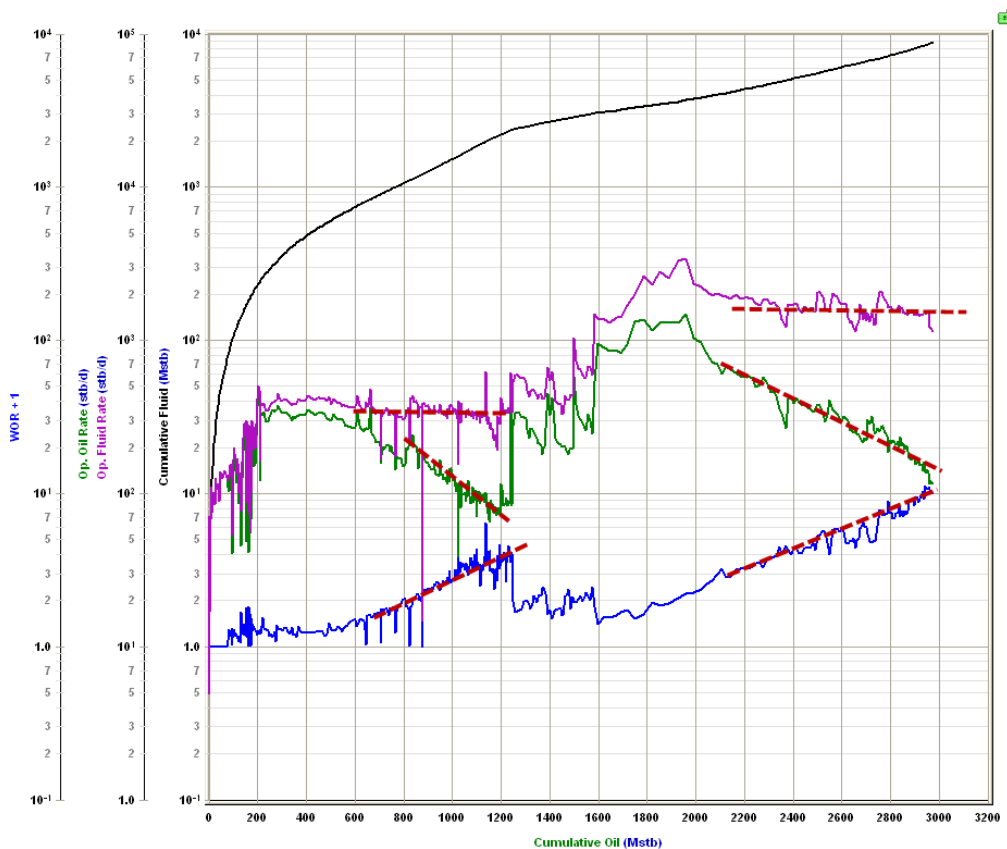


Рис. 1 Полулогарифмическая диаграмма WOR и WOR+1, используемые для прогнозирования

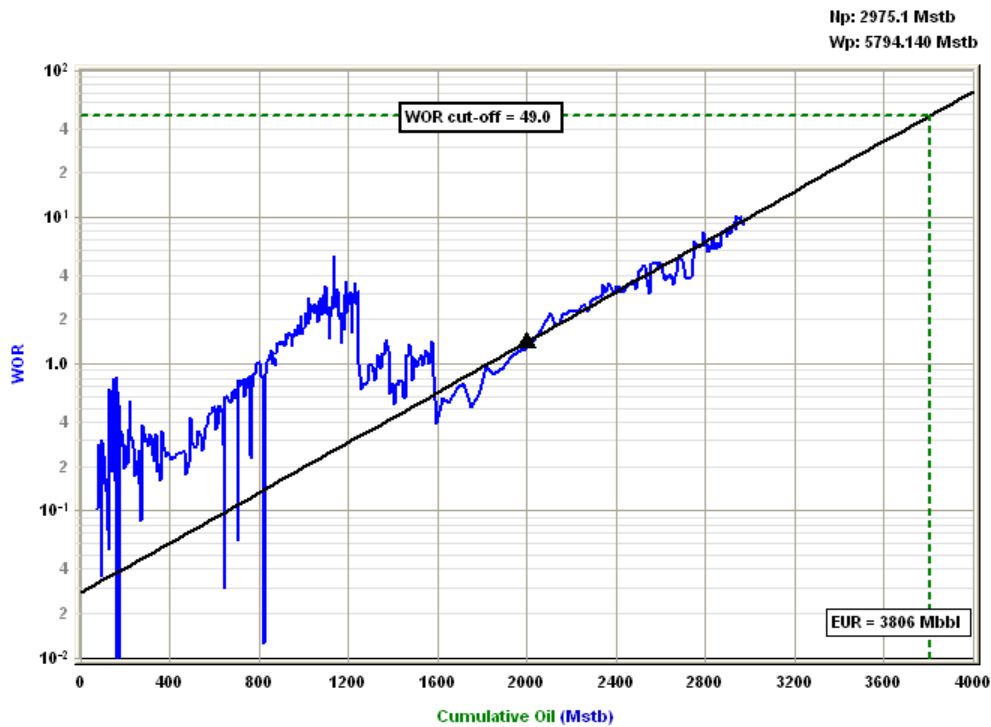


Рис. 2 График прогноза обводненности

Прогноз обводненности показывает эффект обводнения на EUR. Фактически, с обводненностью 98% экономическая эффективность скважины очень низкая. В рамках статьи, прогноз для скважин Н1, Н2, Н3 месторождения «Чёрный Дракон» во время обводнения 98% [1].

Данные для прогнозирования включают количество добытой воды и нефти из скважины (нефть и воды в процессе разработки). Рассчитано в баррелях /сутки.

На основе фактических данных вычисляется соотношение воды и нефти и накопленной добычи нефти. Далее производится построение полулогарифмического графика WOR с накопленной добычей нефти.

Из линии WOR прогнозируется соотношение вода-нефть путем определения наклона фактической линии WOR [3].

$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{\log(49) - \log(\text{WOR}_1)}{Q(\text{EUR}) - Q_1}$$

Затем вычисляется накопленная добыча нефти в точке отделения воды [3]. Точка начала прогнозирования: WOR = 3.3056 и накопленная добыча нефти: 660764 баррелей.

На графике (рис.3) показано, что в точке отделения EUR составлял 774317 баррелей. То есть, если скважина Н1 введена в эксплуатацию до отделения воды WOR составлял 49, а дополнительная добыча нефти: 774317 – 660764 = 113553 баррелей.

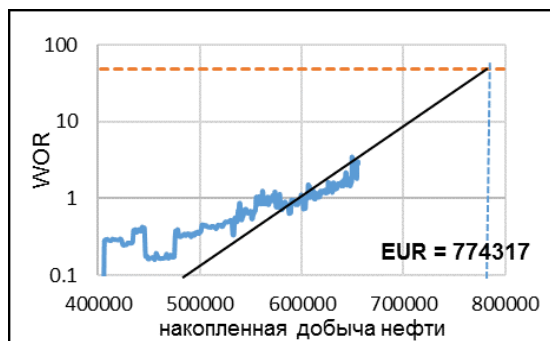


Рис. 3 Полулогарифмическая диаграмма прогнозирования скважин Н1

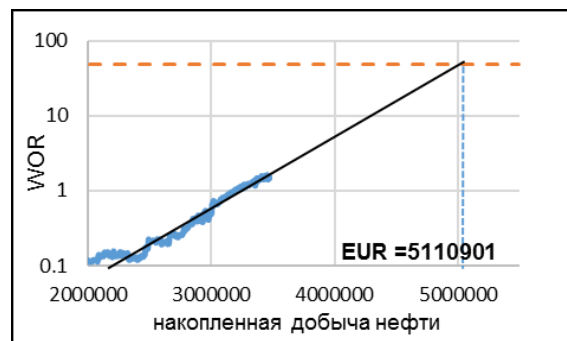


Рис. 4 Полулогарифмическая диаграмма прогнозирования скважин Н2

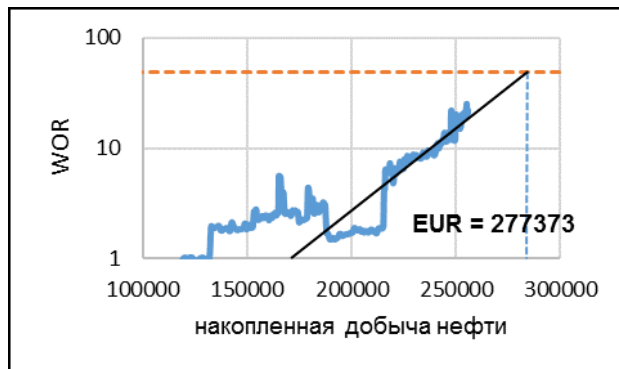


Рис. 5 Полулогарифмическая диаграмма прогнозирования скважин Н3

Точка начала прогнозирования: $WOR = 21.6081$;

Накопленная добыча нефти: 255655 баррелей.

Согласно графику, в точке отделения EUR составлял 277373 баррелей. То есть, если скважина Н1 введена в эксплуатацию до отделения воды WOR составлял 49, то дополнительная добыча нефти: 21718 баррелей.

По результатам прогноза можно увидеть: скважина Н3 является самым обводнением, и конечная накопленная добыча нефти составила 0,277 мил баррелей (самый низкий). Конечная накопленная добыча нефти скважины Н2 является самым большим. Это соответствует предыдущим прогнозам [1].

Литература

1. Годовой отчет добычи. Совместная операционная компания Кыулонг, Вьетнам, 2016. – 152 с.
2. Майкл Голан и Кертис Х. Уитсон. Описание скважин. – Норвежский университет естественных и технических наук, 1996. – 282 с.
3. Оливье Хоузе, Дидье Витурат. Динамический анализ данных. – Каппа, 2010. 537 с.
4. Труонг Тхи Минь Ханг. Анализ данных добычи в месторождении «Черного Лева». – Политехнический университет Хошимина, Вьетнам, 2010. 124 с.

ОСНОВОПОЛАГАЮЩИЕ ПРИНЦИПЫ ПРОВЕДЕНИЯ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК В НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ГЛИНИЗИРОВАННЫХ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

Д.Р. Лучкина

Научный руководитель – ассистент Д.Г. Подопригора

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

В настоящее время большая часть крупных нефтяных месторождений России находится на поздних стадиях разработки, в результате чего снижается доля извлекаемых запасов нефти, приуроченных к залежам с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами. В таких условиях большую роль играет вовлечение в активную разработку трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) нефти. По данным работы [6] доля ТРИЗ нефти в России составляют 67% от разведанных запасов, 13% которых приходится на высоковязкие нефти, а 38 % на нефти, приуроченные к низкопроницаемым коллекторам [3, 6].

В процессе разработки определяющим фактором является состояние призабойной зоны пласта (ПЗП). Одной из главных причин снижения продуктивности скважин является ухудшение фильтрационно-емкостных характеристик пород в ПЗП. Это может быть вызвано первичным и вторичным вскрытиями пласта, глушением скважин в процессе ремонтных работ (которые могут приводить к кольматации пород ПЗП в результате проникновения фильтрующего агента, твердых частиц бурового раствора и т.д.), выпадением асфальтосмолопарафиновых отложений, солей и т.д. Таким образом, ввиду роста доли ТРИЗ нефти, относящихся к низкопроницаемым сложнопостроенным коллекторам, а также техногенного воздействия в процессе ввода данных объектов в разработку, вопрос кислотного воздействия на ПЗП становится все более актуальным [6, 7].

В горных породах глинистые минералы служат цементирующим материалом, а также содержатся в виде глинистых прослоев [7].

Глинистые минералы выделяют в группы по минералогическому составу: монтмориллонито-бейделлитовая (монтмориллонит, бейделлит, нонтронит, веркмикулит, гекторит, сапонит), гидрослюдисто-иллитовая (мусковит, глауконит), каолининовая (каолинит, галлуазит, диксит, накрит), хлоритовая (шамозит) [6, 8].

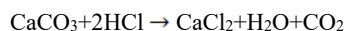
Наиболее распространенными методами кислотного воздействия, для улучшения фильтрационных характеристик призабойной зоны используемых в терригенных коллекторах, являются солянокислотные, глинокислотные и двухрастворные обработки (первоначально задавливают в пласт соляную кислоту для удаления карбонатных частиц, а затем глинокислоту для растворения силикатосодержащих минералов) [7].

СЕКЦИЯ 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Соляная кислота в терригенных коллекторах растворяет лишь карбонатный цемент, окислы щелочных и щелочноземельных металлов, входящих в состав глинистых минералов, не вступая в реакцию с основной массой терригенного коллектора.

Реакция карбонатных пород с HCl описывается следующим образом:

- с известняком



- с доломитом



Поскольку соли CaCl₂ и MgCl₂ растворимы в воде, то в дальнейшем они легко выносятся из ПЗП [7].

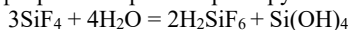
При применении высококонцентрированных растворов соляной кислоты растворяются порядка 3-5 % некоторых фракций глинистого цемента: магнезит, монтмориллонит, шамозит и др. Но стоит учитывать, что при взаимодействии соляной кислоты с монтмориллонитом и шамозитом образуется студенистая масса SiO₂, переходящая в гель. Гель при затвердевании цементирует фильтрационные каналы, тем самым ухудшая проницаемость породы [6, 7].

Фтористоводородная кислота при проникновении в ПЗП вступает в реакцию с кварцем и силикатным материалом породы (глины, аргиллиты), выступающим в роли цемента. Реакция с кварцем идет достаточно медленно и не является определяющей в процессе воздействия, в отличие от быстрой и полной реакции плавиковой кислоты с глинистым цементом [5, 7].

Например, взаимодействие каолинита (часто встречающегося в составе полимиктовых песчаников) и плавиковой кислоты происходит следующим образом:



Образованный в результате реакции фтористый кремний реагирует с водой:



Таким образом, растворение каолинита плавиковой кислотой приводит к образованию золя Si(OH)₄, который может превратиться в студнеобразный гель, плотно запечатывающий поровое пространство пласта. В связи с этим, для уменьшения количества образующегося геля и, по возможности, предотвращения его выпадения, фтористоводородная кислота используется только в смеси с соляной, которая поддерживает кислотность глинокислотного раствора. В работах ряда авторов [1, 2, 3] указано, что наилучшим сочетанием концентраций кислот в глинокислоте является: содержание HF – от 3 до 5 % и содержание HCl – от 8 до 10% [7].

Наряду со смесью соляной и фтористоводородной кислот используют NH₄HF₂, NH₄F, HBF₄ или H₂SiF₆ вместо HF для минимизации вторичного осадкообразования и увеличения глубины проникновения раствора в призабойную зону без потери его растворяющей способности, а соляную кислоту заменяют на менее реакционноспособные и коррозионноактивные H₃PO₄, NH₂HSO₃ или карбоновые кислоты [4].

Одновременно при положительном воздействии ГКС на емкостно-фильтрационные характеристики им присущи быстрые реакции вторичного осадкообразования и освобождения из состава разлагаемых пород труднорастворимых в воде соединений: SiO₂ (кварц, аморфный кремнезем), H₂SiO₃, H₄SiO₄ (мета- и ортокремниевые кислоты), фториды, фторалюминаты и фторсиликаты металлов [4].

При воздействии на глинистые минералы пласта выделяют следующие направления работ, которые основаны на способности глин к ионному обмену между ионообменным комплексом глин и ионами, входящими в состав реагентных растворов:

- стабилизация глинистой фракции;
- диспергирование глинистых частиц и вынос их из ПЗП;
- растворение глинистых включений и цементирующего материала продуктивных коллекторов [7].

Для снижения степени набухания и усадки глинистой составляющей коллектора используют:

1. Катионообменные вещества:

- водорастворимые соли и гидроксиды поливалентных металлов (алюминий, кобальт, хром, железо, марганец, никель, олово, цинк, бром, титан);
- растворы солей калия, кальция, магния;
- органические кислоты (уксусная, лимонная, муравьиная, винная);
- полимеры (катионный триметилендиамин с большой молекулярной массой, раствор окисла алкилена, поликатионные лопимеры);
- азотсодержащие соединения (имидазолин, винилпирроиден) [1, 5, 7].

2. Реагенты-гидрофобизаторы:

- ПАВ (диаминдиеат, дисольдиамин, катионат и др.);
- кремнийорганические соединения;
- углеводороды (растворы, полученных при растворении в пентане тяжелых фракций переработки нефти, богатых смолами и асфальтенами, нефтепродуктами с ПАВ) [5, 7].

3. Водопоглотители:

- спирты;
- ацетон;
- серная кислота [7].

Для диспергирования глинистых частиц и выноса их из ПЗП применяют:

- органические и неорганические соли щелочных и щелочноземельных металлов (ионы из раствора солей переходят в межплоскостное пространство глинистых частиц, тем самым увеличивая межплоскостное расстояние);
- растворимые соли аммония, перекисные соединения, щелочи, способные к катионообменным реакциям;
- водорастворимые алифатические карбонилсодержащие соединения (формальдегид, ацетальдегид и т.п.), смеси диаксановых спиртов и эфиров, алкиарилсульфонат, карбоксиметилцеллюлоза;
- ПАВ с высокими значениями величин минимума предельной адсорбции [5, 7].

Для растворения глинистых частиц рекомендуются сильные кислотные реагенты, такие как фтористоводородная, соляная кислота и композиции на их основе, смесь нитрилотриметилфосфоновой и оксиэтилендифосфоновой кислот [7].

Рассмотренные направления кислотной обработки заглинизированных коллекторов имеют ряд преимуществ и недостатков, свою область применения и эффективность, зависящую от различных факторов. При выборе технологии обработки ПЗП следует внимательно учитывать геолого-физические особенности продуктивных коллекторов, состояние разработки и технологические условия эксплуатации скважин.

Литература

1. Подопригора Д.Г. Лабораторные исследования изменения фильтрационно-емкостных свойств полимиктовых песчаников при их вскрытии с использованием полимерного бурового раствора / Д.Г. Подопригора, А.В. Петухов, О.Б. Сюев // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2015. Т.10. – [Электронный ресурс.] – Режим доступа: http://ngtp.ru/rub/12/10_2015.pdf.
2. Подопригора Д.Г. Кислотный состав для освоения нефтяных скважин, вскрывших терригенные коллекторы с повышенной карбонатностью / Д.Г. Подопригора, Д.В. Мардашов // Международный научно-исследовательский журнал. 2016. – [Электронный ресурс.] – Режим доступа: <http://research-journal.org/earth/kislotojnyj-sostav-dlya-osvoeniya-neftyanyx-skvazhin-vskryvshix-terrigennye-kollektory-s-povyshennoj-karbonatnostyu>.
3. Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. - М.: Недра, 1982 - 311 с.
4. Глущенко В.Н. Нефтепромысловая химия: Изд. в 5-ти томах. – Т.4. Кислотная обработка скважин / В.Н. Глущенко, М.А. Силин; под ред. проф. И.Т. Мищенко – М.: Интерконтакт Наука, 2010. – 703 с.
5. Исламов Р.Г., Токарев М.А. Повышение продуктивности скважин методом реагентной разглинизации //Материалы 48-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. Уфа: УГНТУ, 1997. - С. 87.
6. Подопригора Д.Г. Обоснование технологии кислотного освоения высокотемпературных низкопроницаемых терригенных коллекторов с повышенной карбонатностью: диссертация кандидата технических наук: 25.00.17 / Подопригора Дмитрий Георгиевич. - Санкт-Петербург, 2016. – 123 с.
7. Хисамиев Т.Р. Комплексная технология повышения продуктивности пластов в заглинизированных коллекторах: диссертация. кандидата технических наук: 25.00.17 / Хисамиев Тимур Радикович. - Уфа, 2012. – 143 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ РАБОТЫ СРЕДНЕ- И ВЫСОКОПРОИЗВОДИТЕЛЬНЫХ СТУПЕНЕЙ ЭЛЕКТРОПРИВОДНЫХ ЛОПАСТНЫХ НАСОСОВ ПРИ ДОБЫЧЕ ВЯЗКОЙ ЖИДКОСТИ

И.Н. Мамалиев, Ю.В. Вышегородцева

Научные руководители: академик РАН, профессор В.Н. Ивановский, доцент С.С. Пекин
Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия

Работа электроприводного лопастного насоса (ЭЛН) зависит от множества факторов, действующих как независимо, так и дополняя друг друга. В их числе вязкость жидкости, свободное газосодержание в жидкости на входе в насос, растворимости газа в жидкости, которая зависит от давления и температуры, конструкция ступени и её элементов и так далее [5,6]. Однако снижение доли «лёгких» углеводородов в общих известных запасах и необходимость расширения добычи тяжёлых и средне- и высоковязких флюидов выводят оценку возможности работы насосов в таких осложнённых условиях на первый план.

Наибольшее распространение получила методика, предложенная П.Д. Ляпковым [15]. Была отмечена зависимость характеристики насоса на вязкой жидкости от числа Рейнольдса: чем оно меньше, тем сильнее пересчётная характеристика отклоняется от характеристики насоса на воде [3,15,18,19].

Однако все работы по пересчёту характеристик проводились для тех ступеней, которые были выполнены по «классической» конструктивной схеме и изготовлены в основном из серого чугуна с помощью литья в земляные формы. Современные конструкции ступеней имеют существенные отличия и создаются из новых материалов по совершенно иным технологиям, как например «штамповка+сварка» [1,2,4].

Из последних известных работ об оценке влияния вязкости перекачиваемой жидкости на характеристики нефтедобычных насосов центробежного типа являются работы П.Л. Янгулова. В [8,20] он испытывал ступени 5-го габарита из чугуна и полимерных композитных материалов на разных вязкостях. В результате чего были получены расхождения с методикой Ляпкова настолько значительные, что он предложил новые формулы пересчёта комплексной характеристики ступеней.

Создание новых ступеней ЭЛН, как, например, без заднего диска, с широкими каналами, диагональные или центробежно-осевого типа [9-14,17], и возможность их применения на месторождениях, эксплуатация которых осложнена высокой вязкостью жидкости, побудила проверить влияние вязкости добываемой жидкости на рабочую характеристику ступеней.

Испытания проводились в научно-исследовательской лаборатории скважинных насосных установок кафедры «Машины и оборудование нефтяной и газовой промышленности» РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина.

Схема стенда, а также методика испытания по получению комплексной характеристики проводились согласно работе [20]:

1. количество уровней расходов жидкости (подачи насоса) составляло не менее 8;
2. испытания начинались при полностью закрытой задвижке на нагнетательном патрубке и проводились до режима «полностью открытая задвижка»;
3. количество повторов экспериментов для построения осредненной комплексной характеристики выбиралось равным 5 (пяти) для серии.
4. при испытании в сборке использовалось 6 (шесть) рабочих ступеней.

При испытаниях на стенде определялись величины давления жидкости на входе и выходе из сборки ступеней; расход модельной жидкости; момент на валу стенда, частота вращения ротора насоса. На основании этих величин строятся характеристики ступеней: $H(Q)$, $N(Q)$, $\eta(Q)$.

В результате экспериментов были получены результаты, которые показали, что в ряде случаев при работе на вязкой жидкости характеристики исследуемых ступеней ЭЛН значительно отличаются от пересчетных характеристик, построенных для этих же ступеней с использованием широко применяемых формул П.Д. Ляпкова и П.Л. Янгулова.

По полученным в результате эксперимента характеристикам были определены коэффициенты пересчета основных рабочих показателей ступеней при их работе на вязких жидкостях. Для этого брались значения в рабочих точках, соответствующих оптимальному режиму (максимальный КПД), а также точки с подачами, равными 0,8 и 1,2 от оптимальной подачи. Для этих точек определялись значения напора, мощности и КПД, после чего определялись пересчетные коэффициенты по каждому из рабочих параметров.

Результаты расчетов пересчетных коэффициентов по представленным методикам отличны друг от друга, коэффициенты аппроксимации порой существенно отличаются от «1,0», а сами кривые не полностью описывают полученные экспериментальные значения. Для вязкостей свыше 15 сП отклонение пересчетных коэффициентов, полученных в ходе эксперимента и по методике [7,15] доходит до 90%; для коэффициентов, полученных по методике [16], – до 20%; для коэффициентов, полученных по методике [8,20], – до 80%.

В результате можно сделать вывод, что существующие методики пересчета характеристики насоса при работе на вязкой жидкости не всегда применимы при создании новых конструкций ступеней, для определения коэффициентов пересчета необходимо проведение экспериментальных исследований.

Литература

1. Деговцов А.В., Соколов Н.Н., Ивановский А.В. К вопросу о выборе материала ступеней электроцентробежного насоса для осложненных условий эксплуатации // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2016. № 11. С. 88-91.
2. Деговцов А.В., Соколов Н.Н., Ивановский А.В. О возможности замены литых ступеней ЭЦН при осложненных условиях эксплуатации // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2016. № 6. С. 16-20.
3. Ибатулов К.А. Пересчет характеристик центробежных насосов с воды на нефть. – Баку: Азнефтеиздат, 1952. – 79 с.
4. Ивановский А.В., Лупский Г.А., Мамалиев И.Н. Исследование рабочих органов центробежных насосов для добычи нефти, изготовленных по разным технологиям // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 130-летию со дня рождения профессора М.И. Кучина. Том II. – Томск: Изд-во ТПУ, 2017. – с. 90-91.
5. Ивановский В.Н. Анализ современного состояния и перспектив развития скважинных насосных установок для добычи нефти // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2007. № 11. С. 36-47.
6. Ивановский В.Н. Научные основы создания и эксплуатации скважинных насосных установок для добычи нефти в осложненных условиях из мало- и среднедебитных скважин: дис. ... докт. техн. наук. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 1999
7. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Каштанов В.С., Мерициди И.А., Николаев Н.М., Пекин С.С., Сабиров А.А. Нефтегазопромысловое оборудование / под общ.ред. В.Н. Иванова. Учеб. для вузов. – М.: "ЦентрЛитНефтеГаз", 2006 - 720 с.
8. Ивановский В.Н., Пекин С.С., Янгулов П.Л. Влияние вязкой жидкости на рабочую характеристику погружных электроцентробежных насосов // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2012. № 9. С. 48–55
9. Ивановский В.Н., Сабиров А.А. Скважинные насосные установки для добычи нефти – что нового? // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2010. № 10. С. 55–58.
10. Ивановский В.Н., Сабиров А.А., Карелина С.А. Энергетика добычи нефти в осложненных условиях (часть 1) // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2013. № 10. С. 102–106
11. Ивановский В.Н., Сазонов Ю.А., Балака Н.Н. Новые возможности центробежных насосов для добычи нефти // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2007. № 6. С. 82–85
12. Ивановский В.Н., Сазонов Ю.А., Сабиров А.А., Соколов Н.Н., Донской Ю.А. О некоторых перспективных путях развития УЭЦН // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2008. № 5. С. 24–33.
13. Ивановский В.Н., Сазонов Ю.А., Сабиров А.А., Соколов Н.Н., Донской Ю.А., Шатров А.С., Кокарев В.Н., Монастырский Н.И. Ступени центробежных насосов для добычи нефти с открытыми рабочими колесами из алюминиевых сплавов с защитным керамико-полимерным покрытием // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2008. № 12. С. 68–73.
14. Ивановский В.Н., Сазонов Ю.А., Соколов Н.Н. Перспективные конструкции ступеней центробежных насосов для добычи нефти // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2006. № 6. С. 92–97.
15. Ляпов П.Д. О влиянии вязкой жидкости на характеристику погружных центробежных насосов. – Труды ВНИИ. – 1964. – Выпуск XLI. – С. 71–107.

16. Ляпков П.Д., Павленко В.П. Учебное пособие по дисциплине «Технология и техника добычи нефти». – М.: МИНГ, 1988. – 91 с.
17. Патент № 63468, РФ. МПК F04D13/10. Ступень погружного многоступенчатого центробежного насоса // Сазонов Ю.А., Балденко Ф.Д., Захаров М.Ю., Заякин В.И., Мохов М.А. - Заявка № 2007100010/22 от 09.01.2007. Оpubл. БИ №15, 27.05.2007.
18. Суханов Д.Я. Исследование работы лопастных насосов на вязких жидкостях. – Автореферат. – 1950.
19. Шищенко Р.И., Бакланов Б.Д. Насосы в нефтяной промышленности. – Баку: Азнефтеиздат, 1936.
20. Янгулов П.Л. Усовершенствование методики определения характеристики центробежных насосов для добычи нефти при работе на вязкой жидкости: Дис. канд. техн. наук. – М.: 2013. – 148 с.

ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ПОВЫШЕННОГО СОДЕРЖАНИЯ СЕРОВОДОРОДА

А.А. Мергенов, С.С. Тачева

Научный руководитель – старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При разработке месторождений, которые содержат сероводородный газ, возникнут сложности из-за отложений серы в пластовых условиях и в самой скважине. Одна из важных причин этих сложностей связана с тем, что растворимость серы в природном газе меняется из-за изменений термодинамических условий. В этом случае выделение серы можно объяснить приближением свойств газа к свойствам жидкости при высоких температурах и давлениях, поэтому растворимость серы начинает зависеть от термодинамических условий и компонентосодержания системы. По зарубежным опытам было выделено, что при содержании в газе высших углеводородов C_{2+} и в особенности C_{5+} выпадение серы не происходит или достигает минимума. Ещё одна из причин связана с разложением полисероводородов и сульфатов, присутствующих в газе, на серу и сероводород в результате движения газового потока.

Для эксплуатации месторождений с возможным отложением серы нужно точно определить условия появления осложнений. Так как при условии насыщения газа серой в условиях пласта следует понижать темпы отбора газа из скважин или уплотнить сетку размещения их. При недонасыщенности серой газа в пласте, нужно вести отбор основной части газа при высоких дебитах и разреженной сетке скважин, потому что отмечено, что чаще сера откладывается в малодобитных скважинах (300-400000 м³/сут).

При повышенном содержании в нефтепродуктах и газе сероводорода транспортировка их по трубопроводам часто приводит к коррозионному их растрескиванию. На местах добычи нефте-газоресурсов при повышенном содержании сероводорода газ перед закачиванием его в магистральный газопровод нужно очистить от сероводорода. В основном это наблюдается в газоконденсатных месторождениях, таких как Астраханское, Оренбургское, Карачаганакское (до 25 % по объему). Эти газы получили название кислых. По ГОСТ 51.40 - 83 самое меньшее содержание в газе сероводорода, который подается в магистральный газопровод, не должно быть выше, чем на 0,02г на 1м³ газа [2].

Когда необходимо применение сжиженного газа при повышенном содержании сероводорода сосуды для них нужно изготавливать из легированных сталей, которые стойкие к сероводороду, или же из материалов, на внутреннюю часть которых нанесены специальные покрытия. Очистка сжиженного газа от сероводорода до 0,025% в полной мере исключает вредоносное воздействие его на металл сосудов.

При добыче кислых газов основная задача – это защита фонтанных и обсадных труб и оборудования от агрессивного действия углекислого газа и сероводорода. Для защиты оборудования и труб от коррозии разработаны разные методы: ингибирование с помощью веществ – ингибиторов коррозии; использование для оборудования легированных коррозионно-стойких сплавов и сталей; использование коррозионно-стойких металлических и неметаллических покрытий, применение электрохимических методов защиты от коррозии; применение специальных технологических режимов эксплуатации оборудования, рисунок 1 [1].



Рис. 1 Классификация способов борьбы при содержании сероводорода при эксплуатации скважин

Наиболее используемые методы на практике эксплуатации газовых скважин при добыче газов с повышенным содержанием сероводорода и углекислого газа для защиты от коррозии нашли ингибиторы, то есть вещества, при внедрении их в коррозионную среду скорость коррозии существенно уменьшается или же коррозия возможно будет полностью прекращена.

Схемы ввода ингибиторов [1]:

- инъекция ингибиторов в межтрубное пространство;
- закачка ингибиторов непосредственно в пласт;
- введение ингибиторов в твердом состоянии.

Для производства подземного оборудования (пакеры, предохранительные и циркуляционные клапаны и прочее) применяют легированные коррозионно-стойкие стали. В особых случаях для обсадных и фонтанных труб используют алюминиевые сплавы – хромистые нержавеющие стали, дюралюмины [1].

– Разделение жидкой и газовой фаз продукта

– Использование специальной установки (рисунок 2) [1] для очистки углеводородных газов от сероводорода

– Работоспособность установки в интервале температур $-10^{\circ}\text{C}+50^{\circ}\text{C}$, при которых содержание сероводорода в очищенном газе соответствует требованиям отечественных стандартов.

Таким образом, технологический режим полной очистки газа при непрерывном и одновременном процессах нейтрализации и регенерации проводят при температурах окружающей среды.

При протекторной защите обсадных и фонтанных труб первые имеют дело с пластинами из более электроотрицательных металлов (цинка, магния). В таком случае коррозионному повреждению подвержены не стальные трубы, а больше негативные металлы анода. В случае если для защиты оборудования и труб используют катодную защиту, то от катодной станции (источника постоянного тока) на оборудование или трубы подается негативный потенциал, а на рядом расположенный отрезок трубы (анод) – положительный потенциал, это приведет к разрушению анода и к сохранению без разрушения катода, то есть металла оборудования или труб.

При эксплуатации газовых скважин с повышенным содержанием сероводорода могут быть сложности – гидратообразование. Пары воды конденсируется и скапливаются в газопроводах и самой скважине. При некоторых условиях каждая молекула углеводородного газа (пропан, метан, этан, бутан) способна связать 6 – 17 молекул воды, например: C_2H_6 ; H_2O ; C_3H_8 ; $8\text{H}_2\text{O}$; $17\text{H}_2\text{O}$ [1]. Следовательно, образуется твердое кристаллическое вещество, которые называют кристаллогидратами, устойчивые соединения, при понижении давления или нагревании, сразу разлагаются на воду и газ.

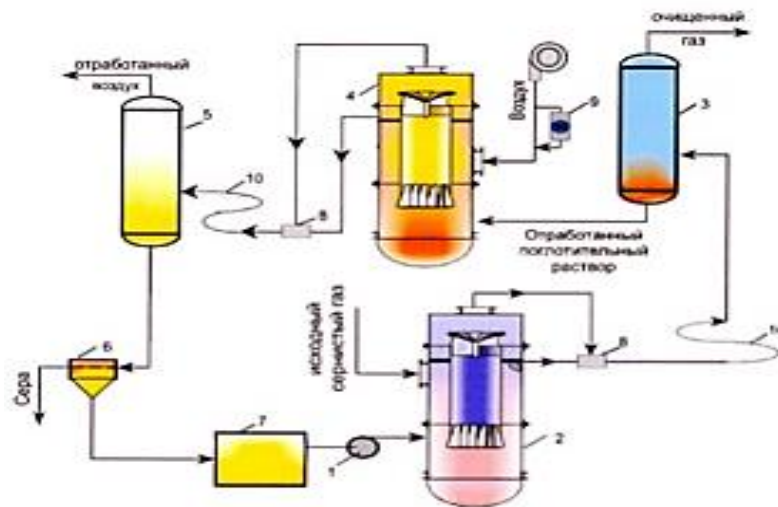


Рис. 2 Принципиальная-технологическая схема процесса очистки углеводородных газов от сероводорода:
1-ц/б насос, 2-нейтрализатор, 3-газовый сепаратор, 4-регенератор, 5-воздушный сепаратор, 6-фильтр,
7-ёмкость, 8-струйный эжектор, 9-озонатор, 10-трубопроводный реактор

Образованные гидраты закупорят газопроводы, скважины, сепараторы, нарушают работу регулирующих средств и измерительных приборов. Борьба с гидратами, как и с иными отложениями, производится, в направлениях их ликвидации и предупреждения. Нужно всегда отдавать предпочтение способам предупреждения гидратообразования. Если безгидратный режим не возможен, то должны использоваться ингибиторы гидратообразования: хлористый кальций, метиловый спирт CH_3OH (метанол), гликоли (этиленгликоль, ди- и триэтиленгликоль) [2].

Литература

1. Гоник А.А., Зейгман Ю.В., Мухаметшин М.М., Сыркин А.М., Рогачев М.К. Биохимические аспекты сероводородной коррозии нефтегазового оборудования и способы борьбы с ней // Башкирский химический журнал. – 2008. – Т.7. -№ 6. –С. 71-75.
2. Промысловые исследования залежей нефти и газа: Учебное пособие. Серебряков А.О., Серебряков О.И. –СПб.: Издательство «Лань», 2016. –240 с.

ПРИМЕНЕНИЕ НЕОРГАНИЧЕСКИХ ПОЛИМЕРНЫХ СОСТАВОВ ДЛЯ ВНУТРИПЛАСТОВОЙ ВОДОИЗОЛЯЦИИ

Милич Йована

Научный руководитель – ассистент И.Р.Раупов

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

В настоящее время нефтяники как в России, так и во всем мире встречаются с множеством трудностей при добыче нефти. Основными проблемами нефтедобывающей отрасли являются увеличение нефтеотдачи пластов с трудноизвлекаемыми запасами и поддержание уровня добычи нефти традиционных запасов [5]. Для решения данных проблем широкое применение получило заводнение пластов с применением химических методов увеличения нефтеотдачи.

Технология внутрипластовой водоизоляции применяется для увеличения нефтеотдачи пласта, в частности для увеличения степени охвата пластов заводнением. Суть технологии заключается в регулировании внутрипластовых фильтрационных потоков с помощью создания изоляционного экрана и барьеров на пути фильтрации воды, тем самым регулируя направление и скорость движения флюида и подключая в разработку ранее неохваченные заводнением недренируемые участки продуктивного пласта [14]. Для выполнения такой цели используется множество различных воздействий химическими продуктами, которые основаны на закачке в пласт композиций на основе полимеров, геле- и осадкообразующих систем, суспензий на основе дисперсных материалов и т.д [2].

Полимерные составы, применяемые в качестве химических добавок для увеличения нефтеотдачи, можно разделить на органические, неорганические и комбинированные.

В группу неорганических полимеров входят вязущие и глинистые смеси. Основными вязущими материалами, в свою очередь, вступают глина и цемент. Основное преимущество композиций на основе неорганических полимеров над остальными видами полимеров является в первую очередь очень низкая вязкость, близкая к вязкости воды. Также следует отметить, что благодаря своими характеристиками эти композиции отличаются высокой проникающей способностью. Стоимость исходных компонентов невысока [3].

В последние двадцать лет активно ведутся исследовательские работы, связанные с поиском гелеобразующих композиций, содержащих в себе алюмосиликаты, легко растворимые в кислоте. Такие реагенты при растворении образуют композиции, которые способны между собой коагулироваться, образуя гели [4]. Свойства частиц алюмосиликатов и нефти дают высокую прочность и стабильность новообразующейся системы в пласте. Чаще всего представителями группы алюмосиликатов являются природный нефелин и синтетический цеолит.

Нефелин – это минерал, содержащий в своем составе окислы кремния, натрия, алюминия и железа, и выпускаемый по ТУ 113-12-54-89. Цеолит представляет собой минерал, выпускаемый по ТУ 381011366-94, который включает в себя окислы кремния, натрия, алюминия и калия. Применение таких композиций позволило при промышленном испытании добыть дополнительных 6170 т нефти, и при этом уменьшить обводненность добываемого флюида в диапазоне от 20 до 50% [9].

Еще одной из групп композиций, содержащих в качестве гелеобразователей алюмосиликаты, является композиция, включающая в себя высокоглиноземистый цемент (ВГЦ). Существует множество таких составов, использующих ВГЦ различных производств, выпускаемых по различным стандартам (ГОСТ). Одним из них является состав [7] использующий ВГЦ, выпускаемый по ГОСТ 969-91. Такая композиция позволяет использовать ее для регулирования проницаемости высокотемпературных пластов. В условиях промышленного применения рост времени гелеобразования повышает эффективность состава, благодаря возможности более глубокого проникновения в пласт.

Кроме алюмосиликатов, как гелеобразователи, используются и соли алюминия. Один из известнейших составов «Галка» основан на закачке соли алюминия и карбамида. Состав используется для высокотемпературных пластов, так, как только при высоких температурах происходит гидролиз карбамида и, соответственно, возможным является образование геля, в основе которого находится гидроокиси алюминия. Такой гель обладает высокими реологическими свойствами, благодаря которым он получил широкое распространение в высокотемпературных обводненных пластах месторождений Западной Сибири [1].

Также, высокую эффективность и широкое распространение в технологиях ограничения водопитока показывают составы на основе силиката натрия (жидкое стекло). Образование геля происходит при взаимодействии жидкого стекла с кислотами. Сначала формуруется золь кремниевой кислоты, который со временем переходит в вязкоупругий гель. Составы, основанные на этом механизме образования геля, используются не только в России, а и за рубежом. Известно большое количество модифицированных составов, которое можно использовать в различных условиях эксплуатации месторождений для внутрипластовой водоизоляции [6].

При выборе компонентов композиции нужно уделять внимание не только технологическим обстоятельствам, в том числе доступность реагентов, но и экологии. Улучшение экологической ситуации достигается с помощью использования различных отходов промышленных производств. В настоящее время известно множество композиций, в основе которых находятся отходы промышленных производств. Положительный опыт улучшения свойств композиций и расширения возможности их применения позволяет между ними выделить цеолитные шламы [10], нефелиновые концентраты [13], жидкие отходы производства цеолита [11], отбракованные при производстве цеолитные катализаторы [9], отходы производства глинозема [12]. В состав отходов входят различные смеси и соединения, содержащие в основном силикаты или алюмосиликаты, которые при взаимодействии с кислотой формируют гель, использованный в качестве водоизоляционного экрана [9-13].

Некоторые из композиций, известных на данный момент, при промышленном испытании в условиях разработки нефтяных залежей России осуществили уменьшение обводненности до нескольких десятков процентов [9, 11, 13], а также увеличили добычу нефти на несколько тонн в день [11, 13].

Проблема, касающаяся увеличения степени извлечения нефти актуальна уже на протяжении нескольких десятилетий. Ученые работают над развитием новых технологий и решением этой проблемы. Однако, в заключении следует отметить, что большинство технологий, известных на данный момент, для применения весьма дороги, и обладают несоответствующим пласту и флюиду свойствами, поэтому исследователям приходится, на самом деле, решать две параллельные задачи – увеличения нефтеотдачи, благодаря улучшению свойств композиций и удешевления технологии, применяемой с этой целью, соблюдая при этом экологические и экономические ограничения. Именно в этом и заключается перспективность развития новых технологий, включающих в себя легкодоступные неорганические полимеры.

Литература

1. Алтунина Л.К., Кувшинов В. А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений (обзор) // Успехи химии. – 2007 - Т. 76, № 10
2. Газизов А.Ш., Газизов А.А. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пластах - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. - 285с.
3. Ганеева З.М. Исследование и применение силикатных микрогелевых систем для увеличения нефтеизвлечения: диссертация. кандидат технических наук: 25.00.17 / Ганеева Зильфира Мунаваровна. – Бугульма, 2013 – 132 с.
4. Зозуля Г.П., Клещенко И.И., Гейхман М.Г., Чабаяев Л.У. Теория и практика выбора технологий и материалов для ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах: Учебное пособие. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2002. – 138 с.
5. Крынев Д., Жданов С. Методы увеличения нефтеотдачи: опыт и перспективы применения // Нефтегазовая вертикаль. – 2011 - № 5
6. Ленченкова Л.Е. Повышение нефтеотдачи пластов физико- химическими методами. -М.: Недр, 1998. –394 с.
7. Пат. 2144978 (РФ) МПК – E21 В 33/138 (2000.01). Гелеобразующий состав/ Ганиев Р.Р., Лукьянова Н.Ю., Рамазанов Р.Г., Ибрагимов Р.Г., Хлебников В.Н., Мухаметзянова Р.С., Ленченкова Л.Е. Заявлено: 17.04.1997; Оpubл. 27.01.2000; Бюл. № 3
8. Пат. 2181427 (РФ) МПК – E21 В 33/138 (2000.01). Гелеобразующий состав для регулирования проницаемости пластов/Селимов Ф.А., Хайрединов Н.Ш., Блинов С.А., Андреев В.Е., Котенев Ю.А., Чупров Н.М., Кононова Т.Г., Качин В.А., Кузин С.Л., Пахомов И.М., Шакиров А.Н. Заявлено: 27.03.2001; Бюл. № 11
9. Пат. 2182654 (РФ) МПК – E21 В 43/22 (2000.01). Способ регулирования проницаемости неоднородного пласта / Якименко Г.Х., Лукьянов Ю.В., Гафуров О.Г., Имамов Р.З., Абызбаев И.И., Хисаева Д.А. Заявлено: 02.11.2000; Оpubл. 20.05.2002; Бюл. №14
10. Пат. 2194157 (РФ) МПК – E21 В 44/22 (2000.01) Замедленный кислотный и гелеобразующий состав/ Хлебников В.Н., Тахаутдинов Р.Ш., Овчинников Р.В., Ахмадишин Р.З. Заявлено: 20.03.2002; Оpubл. 10.12.2002; Бюл. №34
11. Пат. 2291890 (РФ) МПК – C09K 8/76 (2006.01) Гелеобразующий состав для регулирования проницаемости пластов/Мухаметшин М.М., Хасанов Ф.Ф., Шувалов А. В., Емалетдинова Л. Д., Камалетдинова Р.М., Ягафаров Ю. Н., Жадаев Ю. В., Галлямов И. И., Халиков И. Ш. Заявлено: 28.04.2005; Оpubл. 20.01.2007; Бюл. №2
12. Пат. 2428451 (РФ) МПК – C09K 8/504 (2006.01) Гелеобразующий состав/ Ленченкова Л.Е., Ленченков Н.С., Кузнецов А.А. Заявлено: 25.11.2009; Оpubл. 10.09.2011; Бюл. №25
13. Пат. 2597383 (РФ) МПК – E21 В 43/22 (2006.01) Состав для повышения добычи нефти вытеснением/ Мухаметзянов Р.Н., Фахретдинов Р.Н. Заявлено: 12.11.2015; Оpubл. 10.09.2016; Бюл. №25
14. Раупов И.Р. Технология внутрпластовой водоизоляции терригенных коллекторов с применением полимерных составов и оптического метода контроля за процессом: диссертация. кандидат технических наук: 25.00.17 / Раупов Инзир Рамилевич. - Санкт-Петербург, 2016. - 143с.

ТЕХНОЛОГИЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ

Р.С. Михалев, Ю.А. Максимова

Научный руководитель – доцент О.С. Чернова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Во время добычи нефти на месторождении, нефть которого характеризуется высокой вязкостью, часто происходит прорыв воды от нагнетательной скважины к добывающей. Для того, чтобы устранить существует технология адресного тампонирувания интервала прорыва. При опытно-промышленных работах по ограничению водопритока подбираются и тестируются реагенты для ограничения водопритока – эмульсионный состав на основе эмульгатора и полимерного состава NGT-Chem-3, а также существует дизайн работ. Проведение работ по ограничению водопритока показывает, что доля нагнетаемой воды в продукции сокращается вдвое, а по добывающей скважине отмечается снижение обводненности, что подтверждает эффективность технологии.

Работы по ограничению водопритока проводятся обычно на нескольких скважин, эксплуатирующих нефтегазоконденсатное месторождение, которое приурочено к терригенным породам верхней части сеноманских отложений. Эффективная длина горизонтальной добывающей скважины порядка 700 м, горизонтальной нагнетательной скважины – около 600 м, расстояние между ними должно быть не менее 100 м. Средняя глубина залегания продуктивного горизонта должна составлять порядка 1000 м. Добываемая нефть должна характеризоваться высокой вязкостью и высоким содержанием смол [1].

В период после начала заводнения и прокачки менее 1% от нефтенасыщенного порового объема возможен прорыв воды от нагнетательной к добывающей скважине при повышенных давлениях закачки воды. На прорыв воды

чаще всего указывают такие факторы как почти мгновенный рост обводненности до 90% и повышение забойного давления в добывающей скважине, резкое снижение давления закачки в нагнетательной скважине при постоянном темпе закачки, а также снижение обводненности до 50-60% в добывающей скважине при остановке нагнетательной скважины [2].

По результатам проводимых трассерных исследований, закачко1 индикатора в нагнетательную скважину, можно оценить диаметр трубок тока и их объем, которые могут составить порядка 400 мм и 40 м³ соответственно, а также проницаемость, которая может составить 15500 мкм². Установка датчиков температуры по стволу как добывающей, так и нагнетательной скважин с закачкой горячей воды в нагнетательную скважину можно определить интервал притока воды в добывающую скважину и интервал максимального водопоглощения в нагнетательной скважине.

Лабораторные исследования тампонажных составов

Схема ОИР включает в себя подбор и тестирование полимерного (тампонажного) состава, эмульсионного состава, проведение ограничение водопритока и оценку их результатов. Тампонажный состав подбирается исходя из результатов тестирования.

Состав должен соответствовать следующим требованиям: высокие прочностные характеристики, стойкость к механической и солевой деструкции, отсутствие коррозионной активности, совместимость с пластовыми флюидами и отсутствие отрицательного влияния на систему сбора и подготовки нефти. Кроме того, тампонажный состав должен обладать устойчивостью к термической деструкции ввиду разработки месторождения высоковязкой нефти с закачкой горячей воды в нагнетательную скважину с температурой до 115°C. Наилучшие реологические свойства показывает состав NGT-Chem-3 с комплексным органическим сшивателем. Этот реагент представляет собой одноупаковочный материал, который не требует введения каких-либо иных реагентов. Его растворение занимает порядка 30-40 минут при температуре 25°C. Время гелеобразования реагента в пластовых условиях регулируемое.

NGT-Chem-3 формирует прочные гели от «умеренно деформируемых» до «звонящих» и обладает высокой устойчивостью к температурной и механической деструкции [3]. При выдерживании NGT-Chem-3 в пластовой воде при 90°C гель остается прочным и однородным. Он не подвергается термодеструкции при температуре 80-90°C в течение 16 месяцев [4].

Чтобы защитить горизонтальную часть ствола скважины от попадания полимерного состава, существует «жидкий пакер» – эмульсионный состав на основе эмульгатора марки 3. Эмульсионный состав образует стабильные и вязкие эмульсии, позволяет максимально сохранить коллекторские свойства призабойной зоны пласта, селективно изолирует промытые участки и дает возможность подключить в разработку слабодренлируемые пропластки.

Разработка дизайна рип и проведение работ

С учетом условий месторождения и наличием в конструкции нагнетательной скважины нецементированного хвостовика с сетчатым фильтром существует технология адресного тампонирувания заданного интервала нагнетательной скважины с защитой остальной части горизонтального ствола от воздействия полимерного состава. Ограничение водопритока проводится в три этапа.

На первом этапе эмульсионный состав закачивается в горизонтальный участок скважины. Объем эмульсионного состава при этом должен соответствовать объему горизонтальной части ствола скважины.

На втором этапе производится закачка тампонажного состава в зону интенсивного водопоглощения. Объем состава рассчитывается на основании данных объема трещины.

На третьем этапе эмульсионный состав должен быть вымыт из горизонтального участка скважины посредством обратной циркуляции.

В результате проведения ограничения водопритока обводненность продукции добывающей скважины обычно снижается со 95 до 18% при совместной работе с нагнетательной скважиной. Максимальная скорость прихода индикатора снижается примерно в 30 раз, средняя – в 15 раз. Максимальная проницаемость трубок тока снижается примерно в 120 раз, средняя – в 70 раз. Объем воды добывающей скважины, поступающей от нагнетательной скважины, чаще всего сокращается вдвое.

После ограничения водопритока скважина работает с низкой обводненностью около двух месяцев, после чего снова происходит превышение давление закачки сверх проектного и происходит новый мгновенный рост обводненности добывающей скважины до 95% с образованием нового прорыва.

Анализ причин прорыва воды чаще всего показывает, что снижение риска прорыва воды при заводнении может быть достигнуто за счет выбора оптимального давления, темпа и объемов закачки воды в пласт. При неблагоприятном развитии ситуации, когда прорыв воды все-таки произошел, необходимо применять технологию ограничения водопритока.

Литература

1. Туленков С.В. и др. Особенности планирования, проведения и интерпритации результатов пилотных работ на Русском месторождении высоковязкой нефти. // Нефтяное хозяйство. – 2013. – №10. – С. 70-73.
2. Туленков С.В. и др. Особенности планирования, проведения и интерпритации результатов пилотных работ на Русском месторождении высоковязкой нефти. // Нефтяное хозяйство. – 2013. – №11. – С. 40-43.
3. Стрижнев В.А. и др. Совершенствование технологии РИР в сложных геолого-промысловых условиях. // Инженерная практика. – 2015. – №8. – С. 32-36.
4. Каразеев Д.В. и др. Адресный подход к решению вопросов ВПП, РИР и борьбы с осложнениями с помощью линейки реагентов NGT-Chem // Нефть. Газ. Новации. – 2015. – №6. – С. 38-44.

**МЕТОДИКА МОДИФИКАЦИИ ИСХОДНОЙ ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ДЛЯ АДАПТАЦИИ
ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ**

М.В. Морев

Научный руководитель – А.В. Стрекалов

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Нефтегазовая отрасль была одной из динамично развивающихся отраслей XX века во всем мире. Для России это осталось характерно и в наше время. Добыча углеводородного сырья ведется в 28 нефтегазоносных районах страны. Таким образом, технологии нефтегазового производства составляют основу современной Российской экономики. Появление компьютерных технологий стимулировало качественное развитие многих ведущих отраслей промышленности. Повсеместное внедрение цифровых методов не обошло стороной и нефтегазодобывающую отрасль. С целью повышения качества проектирования, управления и мониторинга разработки, начиная с 90-х годов прошлого века в развитых странах для обработки и анализа огромного количества информации о месторождениях, применяются постоянно действующие геолого-технологические модели (ПДГТМ). При построении ПДГТМ на базе всех геолого-геофизических и промысловых данных инженеры-проектировщики могут следить за выработкой запасов углеводородов, выполнять прогнозные расчеты добычи, задавать различные геолого-технические мероприятия (ГТМ), тем самым на основе полученной информации принимать решения по рациональной и экономически эффективной разработке продуктивных пластов.

В России уже давно ведется внедрение цифровых технологий в процесс проектирования и мониторинга разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. Применение программных продуктов, позволяющих строить геологические и фильтрационные модели представляется наиболее прогрессивным применением компьютерных технологий. Дальнейшее развитие нефтегазовой техники уже сложно представить без применения ПДГТМ, так как они стали естественной составляющей при разработке проектных решений эксплуатации месторождений углеводородов, что безусловно повышает требования к качеству построения ПДГТМ. Совершенствование методов построения и использования цифровых моделей - одно из важнейших направлений развития всего нефтегазового комплекса.

Одной из трудоемких задач при создании ПДГТМ месторождения является ее адаптация на исторические данные разработки. Точность прогнозирования поведения пласта и достоверность технологических показателей напрямую зависят от качества воспроизведения фактических данных разработки. На этом этапе производится поиск решения обратной гидродинамической задачи, на основании которого осуществляется уточнение основных фильтрационно-емкостных параметров пласта, заложенных в модель. Обратная задача решается итерационно до тех пор, пока фильтрационная модель не воспроизведет изменение параметров, вызванное результатом работы скважин. В зависимости от геологического строения, длины истории разработки месторождения и точности цифровой модели этот процесс может занимать от нескольких недель до нескольких месяцев.

При моделировании газовых месторождений одним из критериев качества адаптации является настройка подъема пластовой воды. Оптимальная динамика обводнения достигается путем изменения вертикальной проницаемости пласта. Одним из способов такой настройки является подбор модификаторов абсолютной проницаемости. Такой подход зачастую приводит к необоснованному завышению или занижению параметра проницаемости, вследствие чего необходимо отслеживать такие значения и вносить корректировки вручную. Данный метод хорошо подходит для настройки пластов, у которых параметр проницаемости имеет низкую дисперсию относительно среднего значения, в противном случае происходит сильное искажение петрофизической картины полученной в ходе интерпретации ГИС (рисунок 1).

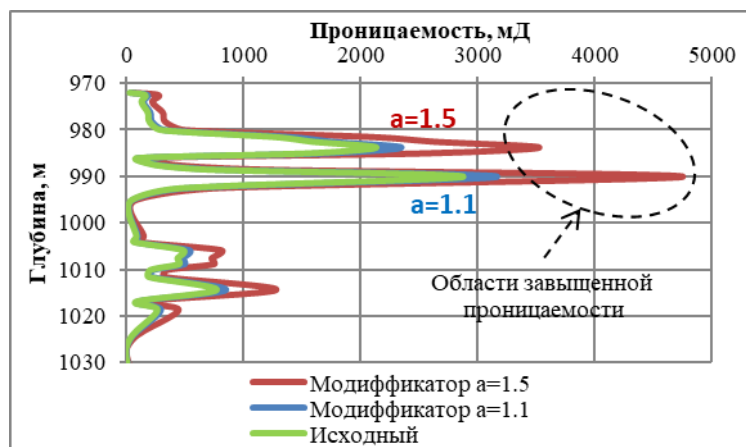


Рис. 1 Метод подбора модификаторов проницаемости

В качестве альтернативы описанного выше метода предложен подход, основанный на корректировке исходной петрофизической модели. Прогнозирование параметра проницаемости по данным ГИС осуществляется при помощи корреляционных зависимостей от пористости в дополнении с кеновыми исследованиями. Вычисление пористости на основании данных полученных в ходе проведения комплекса ГИС основано на методе опорных пластов, в качестве которых могут служить плотные, глинистые породы, либо пласты известного состава и пористости [2].

Первый этап интерпретации кривых ГИС заключается в нормализации показаний по индивидуальным скважинам, принцип которой заключается в сопоставлении законов распределения показаний методов и приведении частного закона к опорному. Пересчет нормированных значений по анализируемой скважине производится по формуле:

$$N_n = N_{ср.оп} + \frac{N - N_{ср}}{St} * St_{оп} \quad (1)$$

где N_n – нормированное значение кривой ГИС исследуемой скважины, N – текущее значение кривой в исследуемой скважине, $N_{ср.оп}$ – среднее значение кривой в опорном интервале, $N_{ср}$ – среднее значение кривой исследуемой скважины в опорном интервале, St – стандартное отклонение кривой исследуемой скважины в опорном интервале, $St_{оп}$ – стандартное отклонение кривой в опорном интервале.

На втором этапе производится расчет параметра пористости с использованием полуэмпирических зависимостей и привязки к кеновым исследованиям (2):

$$K_n = \frac{N_n - N_{ск}}{N_{ж} - N_{ск}}, \quad (2)$$

где $N_{ск}$ – значение параметра в скелете породы, $N_{ж}$ – значение параметра во флюиде.

В общем случае такой подход представляет из себя масштабирование ГИС по опорным конечным точкам. Под масштабированием кривой понимается операция, осуществляемая по зависимости (3), в ходе которой изменяется диапазон входных данных с сохранением относительных пропорций между отдельными его элементами.

$$p'_i = p'_{min} + \frac{p_{max} - p_{min}}{p'_{max} - p'_{min}} (p_i - p_{min}), \quad (3)$$

где p_i – текущее значение параметра, p_{min} – минимальное значение параметра в текущем распределении, p'_{min} – максимальное значение параметра в текущем распределении, p'_i – текущее масштабированное значение параметра, p_{min} – минимальное значение параметра в масштабированном распределении, p'_{max} – максимальное значение параметра в масштабированном распределении.

Метод опробован при построении ПДГТМ сеноманской газовой залежи Юбилейного месторождения. Данная залежь отличается хорошими коллекторскими свойствами (до 3000 мД), имея достаточно долгий срок разработки более 20 лет, характеризуется упруго водонапорным режимом работы [2]. И на рисунке 2 представлен пример настройки подъема воды по скважине с использованием предложенной методики масштабирования исходного распределения параметра проницаемости в направлении координаты Z.

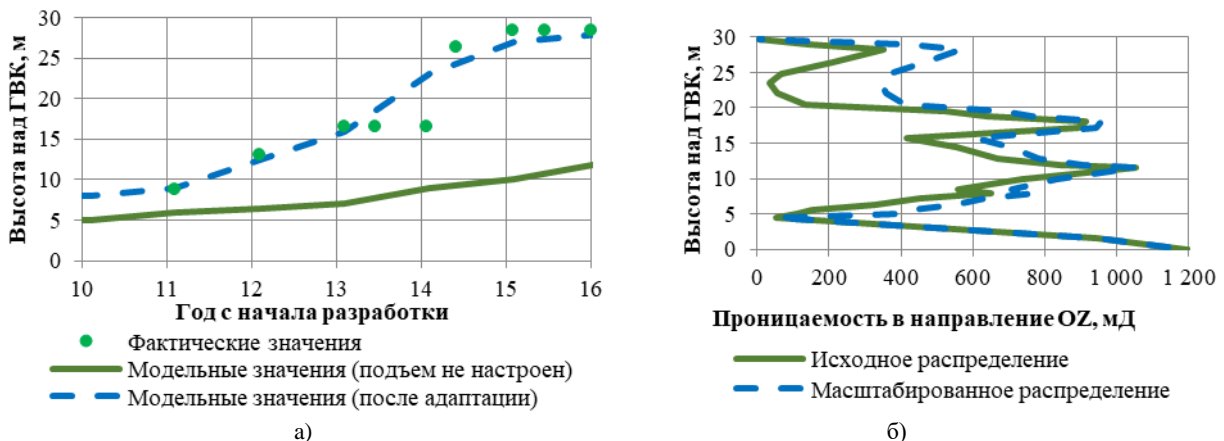


Рис. 2 Сопоставление а) модельных подъемов ГВК, б) исходной и масштабированной проницаемости

В ходе апробации на Юбилейном месторождении при настройке подъемов пластовой воды подтверждена эффективность метода. Модификация исходной петрофизической картины по конечным точкам позволила детально воспроизвести динамику внедрения воды по всему фонду скважинам с фактическими замерами. Полученная модель может быть использована для проведения прогнозных расчетов и получения более точного прогноза динамики обводнения залежи.

Литература

1. Меркулов В.П., Посысоев А.А. Оперативных анализ каротажных диаграмм, Томск, 2014 -121 с.

2. Шандрыголов З.Н., Архипов Ю.А. Метод адаптации подъема газодляного контакта газовых месторождений // Известия высших учебных заведений. Нефть и Газ. – Тюмень, 2017. -№ 4. – с 84 -88.

РАСЧЕТ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ СИСТЕМЫ ЯЧЕЕК ЧИСЛЕННОЙ МОДЕЛИ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ ФИЛЬТРАЦИИ

М.В. Морев

Научный руководитель – Стрекалов А.В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

XX век был веком нефти и газа для всего мира. В настоящее время нефтегазодобывающая отрасль является одной из базовых отраслей народного хозяйства страны. Добыча углеводородного сырья составляют основу современной Российской экономики. Применение компьютерных технологий стимулировало развитие нефтегазовой отрасли. Неоднократно доказана практическая значимость программных продуктов, предназначенных для создания постоянно действующих геолого-технологических моделей (ПДГТМ). ПДГТМ в руках инженеров-проектировщиков становятся комплексным функционалом, позволяющим:

- выполнять построение моделей пласта на основании всей геофизической изученности залежи, давать рекомендации по оптимизации системы разработки, что позволяет улучшить технико-экономических показатели добычи углеводородного сырья;

- выполнять поиск наилучшей стратегии доразработки и доразведки залежей.

Основными уравнением любого гидродинамического симулятора являются закон сохранения массы (уравнение 1) и закон сохранения количества движения (закон Дарси, уравнение 2) [1].

$$\frac{\Delta \rho}{\Delta t} mV + \sum JS = 0, (1)$$

где ρ – плотность, кг/м³, m – пористость, д. ед,

V – объем элементарной ячейки модели, м³,

$J = \rho w$ – скорость потока массы (массовый расход) через единичную площадку, $\frac{\text{кг}}{\text{с}\cdot\text{м}^2}$,

S – площадь поперечного сечения границы раздела двух контрольных объемов, м².

$$w = vm = -\frac{k \Delta P}{\mu \Delta x}, (2)$$

где v – скорость фазы, м/с,

w – скорость фильтрации, м/с,

k – проницаемость, м²,

μ – вязкость флюида, Па*с,

P – давление.

Для решения математических уравнений, которые описывают поведение флюидов в пористой среде, применяют численные методы. Аналитические законы дискредитируются на некоторой сетке, после чего поиск решения производится для каждой пары ячеек сетки. Как и в методе материального баланса, общая масса втекающей вытекающей из каждой ячейки сохраняется. Систему ячеек численной модели можно представить, как связанную систему моделей материального баланса. Любая программа для гидродинамического моделирования - это только инструмент для прогнозирования разработки месторождений. Таким образом, совершенствование аналитических моделей, входящих в численные схемы - одна из актуальных проблем современной нефтегазовой отрасли.

Одним из гидродинамических симуляторов, зарекомендовавшим себя как зарубежном, так и на отечественном рынке, является программный продукт Eclipse компании Schlumberger. В данном программном продукте переток между центрами двух соседних ячеек определяется как величина пропорциональная проводимости, подвижности флюида и градиенту давлений между рассматриваемыми ячейками (уравнение 3).

$$J \sim TM \Delta P, (3)$$

где T – проводимость,

M – подвижность,

ΔP – градиент давлений.

Проводимость – свойство, определяемое для смежных ячеек, т.е. ячеек, между которыми возможно течение флюидов. Проводимость учитывает свойства каждой ячейки, как среднеарифметическое от свойств обеих ячеек, также учитывая геометрию ячеек и площадь их совместной поверхности. Все расчеты проводимости, однако, ведутся в направлении, вверх по потоку т.е. на определение проводимостей ячейки (I, J, K) влияют потоки к ячейкам (I+1, J, K), (I, J+1, K) и (I, J, K+1). Распределение подвижности флюида между соседними ячейками не зависит от проводимости. В расчете подвижности для течения между двумя ячейками используются данные о подвижности в текущей ячейке, в ячейке, расположенной выше по потоку и их среднее. Из них наиболее значима подвижность в ячейке, расположенной вверх по потоку. Такой подход, как отмечают сами авторы программного продукта, применим для расчета фильтрации несжимаемых жидкостей, однако не может детально описать движение свободного газа при давлениях выше 230 атм.

В настоящей работе для вычисления перетока между контрольными объемами предложено уравнение, выражающееся как величина прямо пропорциональная градиенту давлений и обратно пропорциональная гидравлическому сопротивлению системы:

$$J \sim \frac{\Delta P}{R}, \quad (4)$$

где R – гидравлическое сопротивление.

На рисунке представлена простейшая система из трех ячеек (контрольные объемы). Переток между ячейками может происходить только в одном направлении WP .

В каждой из ячеек W , E , P определены основные исходные параметры: k – проницаемость, m – пористость, V – объем ячейки, M – масса фазы, P – давление и ρ плотность и т.п. Расчет потока массы флюида между ячейками W и E численной модели в направлении WP можно оценить как поток массы через грань e (уравнение 5):

$$J_e = \rho_e v_e m_e = \rho_e w_e, \quad (5)$$

где v – скорость фазы, м/с,

w – скорость фильтрации, м/с

Перепишем уравнение 5 для участка WE , заменив произведение проводимости и подвижности на гидравлическое сопротивление:

$$J = -\rho_e \left(\frac{k}{\mu}\right)_{cp} * \frac{P_E - P_W}{\Delta x} = -\frac{P_E - P_W}{R_{cp}}, \quad (6)$$

$$P_E - P_W = -R_{cp} J, \quad (7)$$

где R_{cp} – среднее гидравлическое сопротивление системы ячеек, $\frac{\text{бар}\cdot\text{см}^2}{\text{кг}}$.

Оценку среднего гидравлического сопротивления системы из двух ячеек можно провести по аналогии с расчетом термосопротивления в задачах по теплопроводности системы стенок с неоднородными свойствами. В подобных задачах для вывода формулы используется закон Фурье (аналог закона Дарси) $q = \lambda \frac{\Delta T}{\Delta x}$. Важным условием для решения является постоянство теплового потока $q = const$ на всех участках, где имеется неоднородность по теплоотдаче и теплопроводности [2]. Для задачи фильтрации постоянным является поток массы, исходя из чего, составим систему уравнений (8) для участков We и eE , проведя замену множителей на гидравлическое сопротивление как в уравнение 6:

$$\begin{cases} J = \rho_e w_e = -\rho_e \frac{k_e}{\mu_e} * \frac{P_E - P_e}{\Delta x_{We}} = \frac{P_E - P_e}{R_e} \\ J = \rho_p w_p = -\rho_p \frac{k_p}{\mu_p} * \frac{P_e - P_p}{\Delta x_{ep}} = \frac{P_e - P_p}{R_p} \end{cases} \quad (8)$$

где R_e, R_p – гидравлическое сопротивление ячеек E и P соответственно.

Решая систему (7) относительно P_e получим:

$$P_e - P_W = -(R_e + R_p) J, \quad (9)$$

Из анализа уравнений (7) и (9) видно, что среднее гидравлическое сопротивление определяется как сумма гидравлических сопротивлений соседних ячеек:

$$R_{cp} = R_e + R_p = \left(\frac{\rho_e k_e}{\mu_e \Delta x_{We}}\right)^{-1} + \left(\frac{\rho_p k_p}{\mu_p \Delta x_{ep}}\right)^{-1}, \quad (10)$$

Откуда поток массы через грань e запишем как

$$J_e = -\frac{1}{\left(\frac{\rho_e k_e}{\mu_e \Delta x_{We}}\right)^{-1} + \left(\frac{\rho_p k_p}{\mu_p \Delta x_{ep}}\right)^{-1}} (P_E - P_W), \quad (11)$$

Уравнение (11) точнее описывает переток между ячейками с неоднородными свойствами для несжимаемых жидкостей, позволяя учитывать неоднородность теплофизических свойства флюида и свойств породы в соседних ячейках. Применение предложенного подхода для вычисления перетока повысит точность и качество прогнозных расчетов численных моделей газоконденсатных месторождений.

Литература

1. Азис Х., Сеттери Э. Математическое моделирование пластовых систем: 2-е издание, - Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004 – 416 стр.
2. Патанкар С.В. Численное решение задач теплопроводности и конвективного теплообмена при течении в каналах. – М.: Издательство МЭИ, 2003, 312 с.

РАЦИОНАЛЬНЫЙ ПОДХОД К ИНГИБИРОВАНИЮ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ПОВЫШЕННОГО СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ

И.В. Мурачев

Научный руководитель – старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Основные показатели, характеризующие экономическую эффективность и техническое совершенство ГНО (глубинно-насосного оборудования), являются показатели МРП (межремонтный период) и СНО (средняя наработка на отказ). Прогнозирование данных показателей позволяет наиболее точно планировать расходы предприятия на приобретение нового оборудования, ремонт эксплуатируемого оборудования и подземный ремонт скважин [1].

Одной из причин преждевременных отказов ГНО снижение показателей дебитов скважин, а также снижения МРП и СНО является эксплуатация оборудования в условиях повышенного солеотложения.



Рис. Отложение солей на рабочей ступени УЭЦН

Для большинства месторождений Западной Сибири характерно отложение кальцитов. Исследованиями разных авторов установлено, что в составе пород продуктивного пласта большинства месторождений Западной Сибири присутствует сидерит ($FeCO_3$), кальцит и, в некоторых случаях, карбонат магния ($MgCO_3$). Причины этого заключаются в следующем. Пластовые воды на месторождениях в Западной Сибири насыщены растворенным углекислым газом. При фильтрации такой воды происходит растворение цемента породы пласта, в результате образуются растворимые в воде соединения – бикарбонаты железа и кальция, которые вместе с нефтью и пластовой водой выносятся в скважину. Процесс перехода растворимых в воде бикарбонатов в растворимые в воде карбонаты железа и кальция сопровождается осаждением последних на поверхности подземного оборудования скважины, что в свою очередь ведёт к снижению дебита скважины и увеличению риска прихвата подземного оборудования при

последующем ремонте [2]. Химическая обработка скважины является одним из методов борьбы с вышеперечисленными проблемами.

Особое внимание в работе уделяется способам подачи ингибитора в скважину.

Ингибиторы солеотложений предназначены для защиты глубинного и поверхностного нефтепромыслового оборудования скважин от отложений минеральных солей различных составов на поверхности оборудования на всех стадиях добычи, транспорта и подготовки нефти.

На ряде месторождения Западной Сибири зарекомендовал себя ингибитор серии СОНСОЛ компании «Опытный завод Нефтехим». Данная линейка охватывает широкий спектр применения, что помогает выбрать оптимальный состав для каждого вида отложений. (табл.) [3].

Таблица

Функции ингибиторов солеотложений серии «СОНСОЛ»

	2001А	2001Б	2002А	2002Б	2011	3001	3002	2100А	2003	2003А
Отложение $CaCO_3$	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
Отложение $CaSO_4$	***	**	**	**	.	.	.	***	**	**
Отложение $BaSO_4$.	**	**	**						
Отложение $FeCO_3$.	***	***	.	***	**
Объекты применения										
Системы ППД	***	***	***	***	.	***	***		***	***
Системы нефтесбора	***	***	***	***	***	***	***		***	***
Трубопровод пресной воды	***	***	***	***		***	***	***	***	***
Технология дозирования										
Постоянная подача	***	***	***	***				***	***	***
Периодическая подача	***	***	***	***		**	**	**	***	***
Задавка в пласт	***	**	***	***				.	***	***
Объемная обработка						***	***	***	***	***
Заливка в ЗУМПФ					***				***	

Как следует из табл., наибольшего эффекта ингибитора необходим выбрать оптимальный способ подачи его в скважину.

Наиболее популярными технологиями закачки ингибиторов в Западной Сибири является прямая закачка в затрубное пространства при помощи мобильного блока реагентного хозяйства (МБРХ), системы устьевой дозировки реагента (СУДР), а также использование погружных контейнеров. Контейнера обладают рядом преимуществ: универсальность, надёжность, гибкость [5]. Однако, они эффективны только для малодобитных скважин, их срок

действия зависят от типоразмера УЭЦН и рассчитан на определённый промежуток времени, так как количество реагента в контейнере ограничено. Подача ингибитора в затрубное пространство может быть малоэффективной, основная часть солей оседает на внешней поверхности и рабочих ступенях ГНО, для положительного эффекта надо увеличивать ударные дозы реагента. Чтобы избежать чрезмерного расхода реагента и увеличить эффективность его действия применяют специальный дозатор для подачи реагента по капиллярным система на приём насоса или на интервал перфорации. В этом случае, по скважинному трубопроводу, закреплённому на внешней поверхности НКТ закреплённый протектолайзером, через устройство крепления капиллярного трубопровода совместно с центратором ПЭД, химический реагент поступает в груз-распылитель [4]. При выбранном способе дозирования реагент поступает в интервал перфорации до начала образования кристаллов солей. При данном способе подачи химического реагента, исключаются прихваты УЭЦН при срыве планшайбы по причине отложения твердого осадка на теле ПЭД, а также значительно снижается расход реагента.

На Кирском и Коттыгском месторождениях проводилась опытно-промышленная эксплуатация данной технологии. Ингибитором солейотложений СОНСОЛ 2001, СОНСОЛ 2002 было обработано 11 скважин осложнённого фонда с удельной дозировкой 40 г/м³. Нарботка на отказ увеличилась на 60 суток и составила 252 суток [2].

На Самотлорском месторождении внедрение данной технологии дало следующие результаты. Для скважин с МРП менее 130 суток использование данного комплекта целесообразно. Чем меньше МРП скважины, тем больше экономический эффект. Для скважин с МРП более 130 сут. экономически выгодно применение данной технологии только если данный комплект оборудования повысит гарантированный межремонтный период скважины более двух лет.

На основании данных примеров можно сделать рекомендации, что внедрение данной технологии может быть весьма целесообразно и экономически выгодно для скважин с повышенной интенсивностью солейотложений, МРП которых менее 130 суток. Также рекомендовано к применению для ряда крупных месторождений с большим осложнённым фондом скважин по солейотложениям.

Литература

1. Смышляев И.В. системный анализ причин отказов погружного оборудования и разработка эффективных мероприятий, направленных на повышение наработки на отказ. – м.: всероссийский конкурс «новая идея» на лучшую научно-техническую разработку среди молодежи предприятий и организаций топливно-энергетического комплекса, 2016, №1. – 24 с.
2. Волочков А.Н., Уметбаев В.Г. повышение надежности эксплуатации глубинного оборудования скважин в условиях отложения солей на Кирском и Коттыгском месторождениях// электронный журнал «Нефтегазовое дело» – 2011, №1. – 99-106 с.
3. АО «Опытный завод Нефтехим» [Электронный доступ] <https://ozneftehim.ru/chemistry/scale-inhibitors-and-solvents/> (дата обращения 08.01.2018).
4. Инжиниринговая компания «Инкомп-нефть» [Электронный доступ] <http://incompneft.ru/o-kompanii.html> (дата обращения 10.01.2018).
5. АльфаИнвест [Электронный доступ] <http://www.alphainvest.ru/index/equipment/tril> (дата обращения 08.01.2018).

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДИКИ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ЕДИНИЦ ПОТОКА ПРИ ОЦЕНКЕ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

И.Р. Набокин

Научные руководители: доцент О.С. Чернова, доцент В.П. Меркулов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В настоящее время выработанность запасов нефти и газа из месторождений с относительно изотропным и гомогенным геологическим строением увеличивается, вследствие чего нефтяным инженерам необходимо разрабатывать сложно построенные, гетерогенные резервуары. Для успешной добычи нефти и газа требуется детальное изучение вмещающих толщ. Несмотря на значительное развитие нефтегазового инжиниринга, изучение геологических формаций с целью прогнозирования фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта остается одним из наиболее сложных аспектов.

Наиболее используемым методом определения пористости и проницаемости в отечественной индустрии является корреляция данных исследований керна с результатами геофизических исследований скважин. Данный подход имеет определенную долю ошибки при использовании в гетерогенном геологическом разрезе, так как практически невозможно определить единственную корреляционную зависимость для всего интервала. В то время как, методика гидравлических единиц потока позволяет достичь приемлемого уровня описания и оценки коллектора путем учета его неоднородности.

Целью работы является обоснование эффективности применения методики гидравлических единиц потока для определения фильтрационно-емкостных свойств горных пород, слагающих резервуар, точность определения которых является критически важной при геологическом и гидродинамическом моделировании.

Согласно исследованиям J.O. Amaefule [1], «гидравлическая единица потока» определяется как представительный элементарный объем породы внутри которого геологические и петрофизические свойства, влияющие на течение жидкости, взаимно согласованы и предсказуемо отличны от других пород [3]. Иными словами, это зона резервуара, которая достаточно выдержана по латерали и вертикали и имеет одинаковые характеристики

СЕКЦИЯ 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

потока флюида. Главные параметры гидравлической единицы потока связаны с фациями, но их границы могут не соответствовать фациальным. Параметры, которые влияют на движения флюида напрямую зависят от геометрии пор. Таким образом, фации могут включать в себя некоторое количество гидравлических единиц потока в результате различия геометрии пор.

Основное уравнение, используемое в теории Гидравлических Единиц Потока, выведено в результате преобразования уравнения Kozeny-Carman [2]:

$$0,0314 \sqrt{\frac{k}{\phi_e}} = \left[\frac{\phi_e}{1-\phi_e} \right] \frac{1}{\sqrt{F_s \tau S_{gr}}}$$

где k – проницаемость,

ϕ_e – эффективная пористость,

$F_s \tau$ – константа Kozeny,

S_{gr} – удельная поверхность.

Данная формула может быть преобразована следующим образом:

$$Rqi = \phi_z \cdot Fzi$$

где Rqi – индекс качества коллектора;

Fzi – индикатор потока;

ϕ_z – нормализованная пористость.

Определение параметра Fzi является основой классификации коллектора, используемой в теории Гидравлических Единиц Потока.

Использование рассматриваемой методики для прогнозирования фильтрационно-емкостных свойств заключается в определении количества Гидравлических Единиц на основании базовых скважин, в которых был произведен отбор керна в продуктивном интервале. Данный шаг может быть произведен тремя различными способами:

1. график зависимости $\log(Rqi) = \log(\phi_z) + \log(Fzi)$;
2. анализ распределения плотности вероятности;
3. кластерный анализ.

После определения количества Гидравлических Единиц Потока, производится распределение корреляционных зависимостей в скважины, в которых не был отобран керн. При этом наиболее используемыми являются три метода:

1. Немодифицированный график Лоренца.

2. Статистические зависимости. В данном методе с помощью метода регрессии устанавливается корреляция между проницаемостью и набором каротажных кривых. Таким образом, вместо установления корреляции с одной переменной (пористостью), определяется зависимость совокупных показателей (проницаемость – каротажные кривые).

Математические корреляции. В методе определяются полиномиальные и степенные корреляции проницаемости и каротажных диаграмм.

После распределения корреляционных зависимостей производится непосредственный расчет проницаемости коллектора.

В результате развития науки и техники в настоящее время разработаны более совершенные средства, необходимые для применения методики гидравлических единиц потока, в результате чего существует необходимость исследований в данном направлении. Кроме того, подход позволит определять корреляционные зависимости для водонасыщенности и глинистости.

В качестве дальнейшей работы планируется производство полного цикла интерпретации данных ГИС, построение геологической и гидродинамической модели, с применением описываемой методики и рассмотрение возможных рисков с использованием реальных промысловых данных.

Литература

1. Applications of core data in hydraulic (flow) unit zonation for improved reservoir description: Workshop on core analysis for reservoir management, - June 1994/. – Vienna, 1994. – 10 p.
2. Permeability prediction by Hydraulic Flow Units – Theory and applications: Society of Petroleum Engineers Petrovietnam Conference, 1-3 March 1995/ M. Abbaszadeh, H.Fujii, F.Fujimoto. – Hochiminh, 1995. – 11 p.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТИПА ИЗОЛЯЦИИ НА ОБРАЗОВАНИЕ АСПО В ПОДВОДНОМ ТРУБОПРОВОДЕ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ «ЗОЛОТОЙ ТУНЕЦ»

Нгуен Бао Тоан

Научный руководитель – доцент Л.В. Шишмина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Образование и осаждение АСПО в результате потери тепла флюидом при транспортировке нефти представляет сложное и неблагоприятное явление. Его следствия, такие как уменьшение внутреннего диаметра и полная блокировка трубопроводов, могут привести к колоссальным финансовым потерям. Применение изоляции трубопровода является эффективным методом для снижения количества отложений в трубопроводах во Вьетнаме.

Цель статьи – определение вклада каждого слоя изоляции в общий коэффициент теплопередачи U путем анализа коэффициентов тепловых сопротивлений $R_{изо}$.

Объект исследования: трубопровод, соединяющий устьевую платформу месторождения «Золотой Тунец» (WHP) с центральной платформой обработки флюида на месторождении «Белый Тигр» (СРР-3) во Вьетнаме (рис. 1). В работе использован программный комплекс OLGA, а также выполнен расчет в программе Excel.

Нефть месторождения «Золотой Тунец» имеет высокую концентрацию парафина (18.1 %) и температуру начала кристаллизации (51.8 °C) [1]. Эти параметры определяют высокую степень осаждения АСПО в трубопроводе. Свойства флюида показаны в таблице 1:

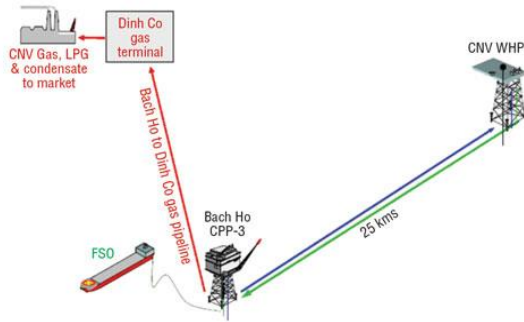


Рис. 1 Общая схема транспортировки углеводородов CNV-CPP3-ГПЗ «Зинь Со»-FSO

Свойства добываемой нефти

Плотность (15°C), кг/м³	807,1
Температура помутнения, °C	30
Содержание парафина, %	18.1
WAT, °C	51.8

Таблица 1

Средняя температура морской воды составляет 18 °C, длина трубопровода равна 25 км [1]. При таких условиях возможно снижение температуры транспортируемого флюида до температуры начала кристаллизации парафинов. Параметры трубопровода месторождения «Золотой Тунец» показаны на следующей таблице:

Данные о стальном трубопроводе «Золотой Тунец»–Белый Тигр

Длина, м	Диаметр, мм		Толщина стенки, мм	Шероховатость, мм
	внутренний	внешний		
24921	232.9	273.1	20.1	0.0457

Таблица 2

Данный трубопровод имеет несколько слоев покрытия с их конкретными функциями (рис. 2) [2]:

- 1) сталь: проточный проводник с высоким давлением,
- 2) fusion bond epoxy (FBE): для защиты трубопровода от внешней коррозии,
- 3) полипропиленовый клей (PP Adhesive): слой геля, соединяющий

два соседних слоя,

4) твердый полипропилен (PP Solid): для поддержания слоя пенополиуретана,

5) полиуретановая пена (PU Foam): теплоизоляционный слой и 6) бетонное покрытие (CWC): для придания стабильности и защиты всего трубопровода. Их характеристики (теплопроводность, теплоемкость, плотность) взяты из статьи [2].

Тепловые потери при транспортировке нефти. Из формулы Шухова следует, что изменение температуры флюида по длине трубопровода связано со значением общего коэффициента теплопередачи U . Задача изоляции трубопровода заключается в контроле значения U так, чтобы температура транспортируемого флюида всегда оставалась выше, чем температура начала кристаллизации парафинов.

Формула расчета общего коэффициента теплопередачи для многослойных изоляционных покрытий [3]:

$$U = \left[R_i + (R_{изо1} + R_{изо2} + \dots + R_{изоn}) + \frac{r_i}{r_o} R_o \right]^{-1} = \left[\frac{1}{h_i} + \left(\frac{r_i \ln(r_1 / r_i)}{k_1} + \frac{r_i \ln(r_2 / r_1)}{k_2} + \dots + \frac{r_i \ln(r_n / r_{n-1})}{k_n} \right) + \frac{r_i}{r_o} \frac{1}{h_o} \right]^{-1} \quad (1)$$

где: R_i , R_o – внутреннее и внешнее сопротивление теплопередачи, $R_{изо i}$ – тепловые сопротивления i -слоя, k_i – теплопроводность слоя i ; h_i , h_o – коэффициенты теплопередачи флюида и морской воды к стенке; r_i – радиус соответствующего слоя изоляции, r_o – внешний радиус трубопровода.



Рис. 2 Схема трубопровода с многослойным покрытием

Таблица 3

Расчет коэффициентов тепловых сопротивлений $R_{\text{изо}}$ трубопровода и покрытий

	Толщина, мм	d_i , м	d_o , м	r_i , м	r_o , м	$R_{\text{изо } i}$, (м ² .С)/W
Steel	20.1	0.2329	0.2731	0.11650	0.13655	0.000412
FBE	0.15	0.2731	0.2734	0.13655	0.13670	0.000426
PP Adhesive	0.35	0.2734	0.2741	0.13670	0.13705	0.001354
PP Solid	3.5	0.2741	0.2811	0.13705	0.14055	0.013659
PU Foam	25.21	0.2811	0.3315	0.14055	0.16576	0.480291
PP Solid	4	0.3315	0.3395	0.16576	0.16976	0.012915
CWC	48.22	0.3395	0.4360	0.16976	0.21798	0.014557

С помощью формулы (1) получили значения тепловых сопротивлений для пяти слоев $R_{\text{изо}}$. **PU Foam** исполняет целевую функцию в конструкции покрытий ($R_{\text{PU Foam}}=0.48$). Отметим ещё, что это значение зависит от толщины покрытия: чем толще слой покрытия, тем больше значение $R_{\text{изо}}$. Например: CWC имеет высокую теплопроводность, но в этом случае его толщина составляет 48,22 мм, поэтому R_{CWC} достаточно большое ($R_{\text{CWC}}=0.0146$).

Таблица 4

Сравнение значения общего коэффициента теплопередачи U , рассчитанные в Excel и OLGA

Конструкция трубопровода	U_{excel} , W/(м ² .°C)	U_{OLGA} , W/(м ² .°C)
Без покрытия (Steel + CWC)	55.49	55.49
С покрытием	1.91	1.91

По обоим способам расчета значения общего коэффициента теплопередачи практически одинаковы и составляют 55.5 (без покрытия) и 1,91 (с покрытием), W/(м².°C). Это означает, что в программе OLGA для расчета использована формула (1). Далее программа OLGA применена для исследования температурных профилей.

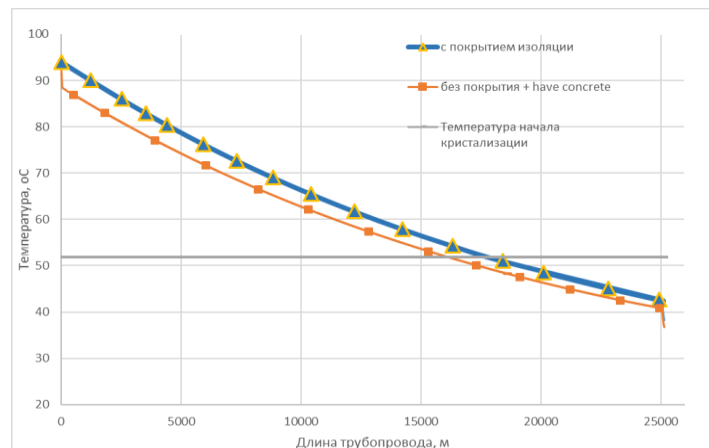


Рис. 3 Температурные профили трубопровода с покрытием и без изоляционных покрытий

Таким образом, из анализа значений $R_{\text{изо}}$ следует, что PU Foam играет самую важную роль в теплоизоляции ($R_{\text{PU Foam}}=0.48$). Далее CWC – второй по значимости слой ($R_{\text{CWC}}=0.0146$), хотя его теплопроводность высокая.

Значения общего коэффициента теплопередачи U одинаковы при расчете в Excel и с использованием пакета OLGA. При использовании покрытия рассмотренной конструкции значение U совпадает с рекомендованным значением компании Вьетсовпетро: $U=1.913$ W/(м².°C) [1].

При применении многослойного покрытия трубопровода температура флюида повысится на 4–5 градусов. При этом место начала осаждения АСПО будет сдвинуто на 2000 м к концу трубопровода. Это значит, что при проектировании подводных трубопроводов для предотвращения осаждения АСПО целесообразно использовать слой полиуретановой пены в составе покрытия.

Литература

1. Phung Dinh Thuc. Connection between Ca Ngu Vang Oilfield and Bach Ho // PetroleumVietNam, – 2016. – № 2. – С. 28–32.
2. Optimum Thermal Insulation Design for Subsea Pipeline Flow Assurance/ Nurfarah Hazirah Binti Zulkefli, William Pao // Universiti Teknologi PETRONAS. – 2016.
3. Subsea pipelines and risers/ Yong Bai, Qiang Bai – Elsevier, – 2005. – С. 326–332.

МЕРОПРИЯТИЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ НАГНЕТЕНИЯ ВОДЫ В ФУНДАМЕНТЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ «БЕЛЫЙ ТИГР» (ВЬЕТНАМ)

Нгуен Динь Тхинь

Научный руководитель – профессор М.В. Коровкин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Месторождение «Белый Тигр» является в настоящее время самым крупным месторождением на южном шельфе Вьетнама. Он имеет сложное геологическое строение. Месторождение «Белый Тигр» расположено на южном шельфе СР Вьетнама в блоке 09–1 в 120 км к юго-востоку от города–порта Вунгтау, основной производственно–технической и снабженческой базы СП «Вьетсовпетро».

Технология закачки воды для поддержания пластового давления применяется во многих нефтяных месторождениях, после 40 лет XX века, помогает значительно увеличить коэффициент извлечения, стабильность процесса добыча, высокая экономическая эффективность и рассматривается как один из популярных методов в процессе эксплуатации большинства мировых нефтяных месторождений.

Для трещиноватых фундаментов пород нефтяных месторождений «Белый Тигр» при естественном режиме, коэффициент извлечения нефти составляет лишь около 18% от первоначального объема. При применении урегулирование закачки воды коэффициент извлечения нефти может достигать более 70% от первоначальных геологических запасов нефти в недрах [1].

Ниже приведены решения и схемы закачки воды, применяемые в реальных или предлагаемых условиях для поддержания пластового давления в фундаменте с трещиноватыми коллекторами.

1. Схема закачки воды в кустовых

Залежи в фундаменте с трещиноватыми коллекторами обычно массивные, имеют большие эффективные толщины и неоднородности в свойствах проницаемости и пористости, поэтому положение скважин распределяется в зависимости от возможностей извлечения каждой области. Эта характеристика приводит к снижению пластового давления сильно или слабо зависимых от добычи нефти, полученной в каждой конкретной области.

Для обеспечения устойчивой добычи, схема нагнетания воды по каждому кусту скважин устанавливается и распространяется в соответствие с группами добывающих скважин. Схема нагнетания воды в кусте скважин эффективно применяется в залежи фундаментв месторождения «Белый Тигр» [2].

2. Схема закачки воды из краевой области

Схема закачки воды от краевой области строится на основе, как правило, залежи в фундаменте с трещиноватыми коллекторами обычно массивные, имеющие призобойные воды или искусственные призобойные воды. Применение схемы закачки краевой воды позволяет не только создать промежуточную воду в призобойной зоне скважин, но и отталкивать нефти от нижней до кровли фундамента.

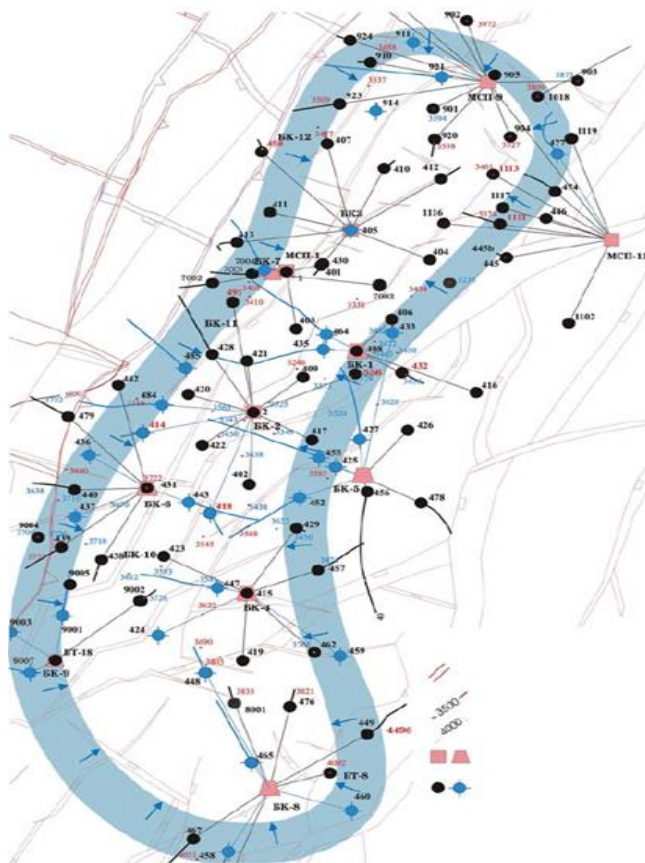


Рис. Схема закачки воды от краевой области в центральном блоке фундамента месторождения «Белый Тигр»

Экспресс испытание схемы закачки воды от краевой области до кровли фундамента осуществляется при помощи гидродинамического моделирования для Центрального блока фундамента месторождения «Белый Тигр» в период с 2003 по 2020 года, при постоянном пластовом давлении. Схема построена на Центральном блоке, на основе системы также 19 нагнетательных скважин, которые находятся на границе края.

Расчёт закачки воды, согласно экспериментам, показывает хорошие результаты, добыча нефти повышается, более чем на 2,04 млн тонн, чем результаты расчетов по технологии 2003 года. Добываемые воды увеличились с 1,5 до 1,64% в зависимости от изменения объема закачиваемой воды нагнетательных скважин (рис.) [3].

3. Закачка воды по циклу

Метод закачки воды по циклу, предложенному Институтом нефти (СССР) в 1964 году, был впервые применен на месторождение Покровской. Технология закачки циклической воды основана на принципе изменения количества нагнетания воды или эксплуатации жидкости по циклу путем сдвига фазовых колебаний давления в каждой группе скважин, изменение направления фильтрационных потоков

Физической сутью процесса сдвига фазовых колебаний является повышение пластового давления в первой половине цикла и снижения давления во второй половине цикла, создавая импульсы давления, сжатие остаточной нефти, участие в процессе движения жидкости до добывающих скважин. Время закачки воды одного цикла колеблется от 4-10 дней и может быть до 75-80 дней.

Для повышения эффективности закачки воды по циклу, залежь должна обладать следующими характеристиками:

- неоднородность, слоистая или нефти в трещинах и матрицы, с высоким объемом остаточной нефти в пласте;

- способность техники и технологии для создания колебания давления с большой амплитудой (реальность может достигать от 0,5 до 0,7 средней перепад давления между нагнетательных скважин и добывающих скважин);

- способность компенсирования эксплуатаций циклическими нагнетаниями.

Циклическая закачка на ранней стадии добычи, может увеличить извлекаемые нефти от 5 до 6% или выше, на более поздних стадиях лишь около 1 до 1,5% [4].

Проведены испытания расчета гидродинамической модели на фундаменте месторождения «Белый Тигр», насосные время цикла составляет 4,5 до 7,3 дней. Доля воды в продукцию добывающих скважин при осуществлении нагнетания с различными циклами в диапазоне от 0,1 до 0,8% через 5 лет; извлечение нефти увеличилось в течение указанного периода, и потом нет никакого увеличения и имеет тенденцию к снижению.

4. Использование горизонтальных скважин для закачки воды

Использование горизонтальных скважин для закачки воды имеет преимущество в том, что решает проблему размещения нагнетательных скважин, обеспечивая приемистость требуемой воды, корпус нагнетательных скважин с большим горизонтальной составляющей, способность хорошо взаимодействовать с высокой проницаемостью, что позволяет нагнетать объем воды в соответствии с техническими требованиями. Преимущество этого мероприятия – это способность компенсирования дебита добычи, поддержания пластового давления на требуемом уровне с малым числом нагнетательных скважин. Это новое решение, расширяющее применение горизонтальных скважин для закачки воды.

«Белый Тигр» является первым месторождением такого типа в мире для использования горизонтальных скважин для закачки воды поддержания пластового давления. Многократные нагнетательные скважины горизонтального бурения также имеют хорошую приемистость, как скважины 464- $Q_{\text{макс}} \sim 7000 \text{ м}^3/\text{сут.}$ и 455 – $Q_{\text{макс}} \sim 6000 \text{ м}^3/\text{сут.}$ Результаты сравнивали вес средней приемистости нагнетательных скважин вертикального бурения и горизонтального бурения за 7 месяцев 2005 года на «Белый Тигр»: показатель для вертикальных скважин является $1,154 \text{ м}^3/\text{сут.}$, для горизонтальных скважин $2,294 \text{ м}^3/\text{сут.}$ Объем закачки воды в горизонтальные скважины больше в 2 раза по сравнению с вертикальными скважинами, но затраты на бурение - только в 1,5 раза в тех же условиях. Возможность улучшить приемистость горизонтальной скважины также можно в случае создания дополнительного пластового давления в трещиноватых коллекторах.

Таким образом, в зависимости от строения пласта и периода эксплуатации месторождения применяют схему закачки воды для улучшения эффективного извлечения нефти, например, закачка по циклу, закачка от краевой области и т.д. Для проницаемой высоконеоднородностной залежи, следует применять схему закачки воды в кустовых скважинах, чтобы помочь сбалансировать пластовую энергию всего добывающего объекта месторождения.

Литература

1. Лебединец Н.П. Изучение и разработка нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами. Москва «Наука», 1997. – 397 с.
2. Фам Куанг Нгок. Закачка воды в залежи фундамента с трещиноватыми коллекторами месторождения «Белый Тигр». Нефтяное хозяйство, 2015. –№8. –С. 32–40.
3. НИПИ морнефтегаз. Адаптация и внедрение новых технологий увеличения нефтеотды и интенсификации разработки на месторождениях СП «Вьетсовптро», г. Вунг Тау, 2004.
4. Амелин И.Д., Сургучев М.Л., Давыдов А.В. Прогноз разработки нефтяных залежей на поздней стадии. Москва «Недра», 1994. – 308 с.

**ХАРАКТЕРНЫЕ ОСНОВЫ ПРОЦЕССА ЗАКАЧКИ ВОДЫ В ЗАЛЕЖИ ФУНДАМЕНТА
МЕСТОРОЖДЕНИЯ «БЕЛЫЙ ТИГР»**

Нгуен Динь Тхинь

Научный руководитель – профессор М.В. Коровкин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Месторождение «Белый Тигр» расположено на южном шельфе СР Вьетнама в блоке 09–1 в 120 км к юго–востоку от города–порта Вунгтау, основной производственно–технической и снабженческой базы СП «Вьетсовпетро».

Ниже приведены особенности процесса закачки воды в фундаменте месторождения «Белый Тигр».

1. Процесс движения закачиваемой воды в фундамент с трещиноватыми коллекторами

В зависимости от величины проницаемости и направления трещин ПЗС, вода будет распространена на окружающую зону быстро или медленно, во многих направлениях, или только в одном из нескольких направлений.

Для нефтяной залежи с трещиноватыми коллекторами в начале периода закачки вода имеет тенденцию к снижению, который представляется в малом количестве обводненных добывающих скважин, рабочий диапазон скважин находится довольно глубоко проникновения воды. Через некоторое время закачиваемая вода насыщает дно и потом медленно растет. Под сильным давлением насоса (может быть больше 650 атм в забое), встречаясь с узкими трещинами, имеющими хорошую проницаемость, воды будут отеснять нефти, поднимаются и образуют локальные языки обводнения. Во время движения, вода по соответственным трещинам пересекает интервалы между рабочими эксплуатационными скважинами и проникает в скважины [1].

На самом деле, время движения воды от нагнетательных скважин до добывающих скважин на залежи фундамента «Белый Тигр» составляет только около 2 лет. Однако, когда «канал подключенный», время движения воды от нагнетательной скважины до добывающей скважины очень короткое. Закачка воды, как правило, возникает внезапно с интенсивностью, отношение воды в продукции увеличивается в течение короткого времени (таблица).

Таблица

Обводненности некоторых добывающих скважин в фундаменте месторождения Белый Тигр

№ скв.	Добываемая вода(м ³)	Обводненность (%)	Время (месяц)
X ₄₁₇	11,1 - 450	1 - 85	20
X ₄₃₀	85 – 313,9	9,5 – 48	3
X ₆₀	24,5 – 192,3	5,4 – 24,9	4
X ₄₀₉	Контроль низкого дебита	5,5 – 66,7	12

На залежи фундамента в месторождении «Юго-Восточной Дракон», только через 3 месяца после закачки воды в скважинах 14, вызвало наводнение в добывающей скв. 21 и должно остановиться. В месторождении «Черный Лев», закачка воды сделала обводненность некоторых добывающих скважин после всего лишь одного года [2].

Таким образом, движение закачиваемой воды на фундаменте с трещиноватыми коллекторами по принципу «плунжер» было достаточно быстрым, с большой скоростью, в любом направлении и возможно, обводнены огромные добывающие скважины.

2. Механизм образования языков обводнения

Многие исследования говорят, что закачиваемая вода двигается в нефтяном пласте по механизму «пальцами». Когда вода впрыскивается на залежи фундамента с трещиноватыми коллекторами, в ПЗС возникает кольматация (механическое осаждение частиц в поровом пространстве, вызывающее снижение фильтрационных характеристик водовмещающих пород) объем нагнетания воды увеличивается со временем, создавая области высокого давления, чтобы подтолкнуть воду во многие направления. Под действием высокого давления и в связи с подвижным характером воды, когда она встретится с некоторыми трещинами, имеющими большую проницаемость, вода будет двигаться быстрее, произойдет подъем и формирования языков обводнения. Поскольку вода впрыскивается непрерывно в течение долгого времени, постепенно увеличивается объем перекачиваемой воды, язык обводнения, образующийся в начальном моменте будет погружаться в расширение объема промежуточной воды. Объем прокладочной воды повышается, поверхность прокладочной воды набухает и встречается с другими трещинами, имеющими хорошую проницаемость, создается новый язык обводнения.

Процесс формирования и потопление языков обводнения проходили непрерывно, с различными уровнями в самой залежи, под воздействием закачиваемой воды. Это механизм формирования и потопление языков обводнения в фундаменте с трещиноватыми коллекторами.

Добыча нефти под действием краевых вод в фундаменте с трещиноватыми коллекторами, в соответствии с этим механизмом, но на гораздо более низких уровнях, потому что перепад давления между добывающими скважинами и краями часто не очень большой.

3. Определение времени закачки воды

Состояние пластового давления резко упало, когда добывающие скважины вступили в эксплуатацию и началась обводненность вскоре после закачки воды на месторождении. Поэтому надо выяснить и определить правильное время с рациональным объемом закачки воды.

Поскольку трещиноватые породы имеют необратимый характер и предпочитают держать пластовое давление, должны быть нагнетены воды больше чем получаемая жидкость.

Результаты мониторинга процесса закачки воды в фундаменте месторождения «Белый Тигр», месторождение «Юго-Восточной Дракон», месторождение «Черный Лев» показали, что должно быть сделано ранее нагнетание, с небольшим объемом, невысоким темпом, что поможет поддержать пластовое давление стабильно,

пластовое давление будет снижаться медленно и вызывать мало обводненности. Масштаб нагнетаемой воды увеличится, в соответствии с объемом добытой нефти, будет обеспечена стабильная добыча.

Для месторождений с очень низкой пластовой энергией, на одном уровне с гидростатическим давлением, как месторождения «Южной Дракон» и «Черепаша», где активные пластовая вода и краевая вода, со многими добывающими скважинами были погружены без закачки, может применяться метод "запечатанная закачка", чтобы улучшить пластовое давление до требуемого уровня и немедленно осуществить на ранней стадии, когда месторождение вступило в эксплуатацию.

4. Контроль пластового давления в фундаменте с трещиноватыми коллекторами

Может применяться метод последовательно приближенный для определения среднего пластового давления залежи. Метод построен на основе уравнения материального баланса (1), между общим количеством нефти, добывающими водами и общей закачки воды в пластовых условиях. Для выполнения расчета, измеряемое значение начального пластового давления должно быть достаточно надежным выбором (выберем значения давления пласта в скважине с интенсивным движением, долгим временем закрытия скважины и быстрым восстановлением). Блок-схема расчетов по последовательному приближенному методу показан на рисунке [3].

Уравнение материального баланса записывается в виде:

$$\Delta P_i = \frac{\sum_{n=1}^n (Q_n \cdot b_n + Q_{\text{наг}} \cdot b'_n) - \sum_{v=1}^n Q_{\text{извл}} \cdot b_v}{V_o \cdot \beta_i^*} \quad (1)$$

где $\Delta P_i = P(0) - P_i(t_i)$, $t_0 > 0$; $P(0) = P_0(\text{atm})$ – начальное среднее пластовое давление в абс. глубине – H_0 , м;

$P(t_i)$ – среднее пластовое давление в моменте времени t_i ;

Q_n , Q_v , $Q_{\text{наг}}$ – извлечения нефти, воды и закачка воды в моменте t_i ;

b_n , b'_v , b_v – объемные коэффициенты нефтей в пластовом давлении условиях;

V_o – запас объекта эксплуатации; β_i^* – коэффициент сжимаемости залежи.

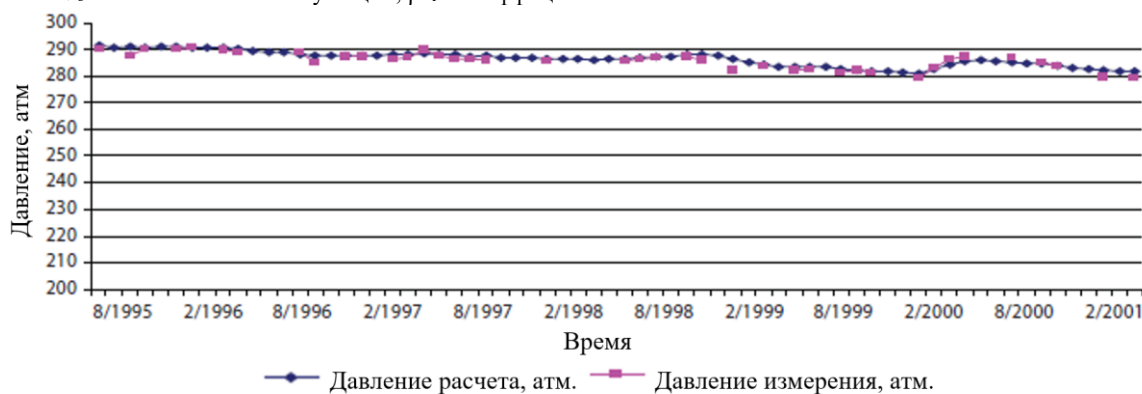


Рис. Сравнение пластового давления по расчетам и фактическому измерению в Центральном блоке фундамента месторождения Белый Тигр

Метод последовательных приближений применен для вычисления среднего пластового давления центрального блока фундамента месторождения Белый Тигр. Рассчитанные результаты полностью совпадают с измерением фактического давления пласта (рисунок 1). Преимущества метода – это способность контролировать среднее давление пласта в любое время, быстрое время расчета, что позволяет предварительно определить значения давления в будущем, помочь проверить правильность результатов измерений в скважинах, дополнить значения среднего пластового давления в момент никаких измерений или когда колодцы не разделены. Метод контроля пластового давления в фундаменте с трещиноватыми коллекторами был отмечен как инновация и автор был награжден из СП "Вьетсовпетро".

Литература

1. Фам Куанг Нгок. Резкий подъем языков воды в залежи нефти фундамента месторождения Белый Тигр / IV Всероссийская научно-практическая конференция. Добыча, подготовка, транспорта нефти и газа Томск, 2007. – С. 33–41.
2. Чан Сюань Ван и др. Влияние изменения содержания воды продукции на производительности эксплуатации месторождения «Черный Лев». / Нефтяное хозяйство, 2013. –№6. –С. 15.
3. НИПИ морнефтегаз. Адаптация и внедрение новых технологий увеличения нефтеотды и интенсификации разработки на месторождениях СП Вьетсовпетро, Вунгтау, 2004.

**АДАПТИВНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ
ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ СКВАЖИН**

Нгуен Тхак Хоай Фьонг

Научный руководитель – профессор В.Л. Сергеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Рассматривается задача адаптивной интерпретации результатов газодинамических исследований интеллектуальных скважин, оснащенных стационарными информационно измерительными системами, позволяющие определять параметры пластов и скважин в процессе проведения испытаний в режиме реального времени. Приводятся примеры, показывающие целесообразность использования предложенного метода адаптивной интерпретации.

Введение. Проведение комбинированных газодинамических исследований скважин (ГДИС) по индикаторной кривой (ИК) и кривой восстановления давления (КВД) является обязательным мероприятием при исследовании газовых скважин. В связи с особенностями традиционных графоаналитических методов интерпретации следует запланировать процесс исследований до их проведения, что не позволяет оперативно принимать решение и определять необходимые параметры в процессе проведения исследований в режиме реального времени без участия квалифицированного специалиста (интерпретатора). Таким образом, обычно приводит к длительным простоям скважин и вызывает значительные материальные затраты [1]. В данной работе на основе технологии адаптивной интерпретации [2-4] предлагается и исследуется новый рекуррентный алгоритм, позволяющий получать фильтрационные параметры пласта, определять число режимов исследований и время их завершения в реальном времени по мере поступления исходных данных.

Модели и алгоритмы адаптивной интерпретации комбинированных ГДИС. Анализ эффективности и качества алгоритмов адаптивной идентификации и интерпретации комбинированных ГДИС проведем на примерах интегрированной системы моделей (ИСМ) индикаторной кривой с учетом дополнительной информации о пластовом давлении $\bar{p}_{nl,n}$ и коэффициентах фильтрационного сопротивления \bar{a}_n, \bar{b}_n [2-3]

$$\begin{cases} (p_{s1,n}^*)^2 = p_{nl,n}^2 - a_n q_n - b_n q_n^2 + \xi_n, \\ h_{k1,n} \cdot \bar{p}_{nl,n}^{-2} = p_{nl,n}^2 + \eta_n, h_{k2,n} \cdot \bar{a}_n = a_n + \nu_n, h_{k3,n} \cdot \bar{b}_n = b_n + \varepsilon_n, n = \overline{1, n_k} \end{cases} \quad (1)$$

и интегрированной системы моделей КВД с учетом дополнительной информации о пластовом давлении $\bar{p}_{nl,n}$ и параметрах $\bar{\alpha}_{1,n}, \bar{\alpha}_{2,n}$ [4]

$$\begin{cases} (p_{s2,n}^*)^2 = \alpha_{1,n} + \alpha_{2,n} \lg(t_n) + \xi_n, \\ h_{k1,n} \cdot \bar{\alpha}_{1,n} = \alpha_{1,n} + \nu_n, h_{k2,n} \cdot \bar{\alpha}_{2,n} = \alpha_{2,n} + \varepsilon_n, h_{k3,n} \cdot \bar{p}_{nl,n}^{-2} = \alpha_{1,n} + \alpha_{2,n} \lg(\bar{t}_r) + \eta_n, n = \overline{1, n_k}. \end{cases} \quad (2)$$

где $p_{s1,n}^*$ - фактические значения забойного давления, полученные на разных режимах работы скважины n ; $p_{s2,n}^*$ - фактические значения забойного давления, полученные в моменты времени t_n после остановки скважины; n_k - число режимов исследования по индикаторной кривой; n_{jk} - объем данных забойного давления; \bar{t}_r - экспертная оценка времени восстановления забойного давления до пластового; $\xi_n, \eta_n, \nu_n, \varepsilon_n$ - случайные величины, представляющие погрешности измерений дебита и забойных давлений скважины, ошибки дополнительных априорных сведений и экспертных оценок.

Отметим, что в моделях (1), (2) число режимов n_k и время завершения исследований t_k по КВД являются неизвестными параметрами и определяются наряду с неизвестными параметрами $p_{nl,n}^2, a_n, b_n$ ИСМ ИК (1) и параметрами $\alpha_{1,n}, \alpha_{2,n}$ ИСМ КВД (2) в процессе их проведения. Введение поправочных коэффициентов $h_{kj,n}, j = \overline{1, 3}$ позволяет организовать процесс корректировки дополнительных данных и экспертных оценок в процессе проведения газодинамических исследований и соответственно организовать процесс обучения экспертов.

Процедура определения параметров модели сводится к решению оптимальных задач и решению линейных системы уравнений (СЛУ) [2-4], которое оказалось сложным и не эффективным при обработке большого объема данных о забойном давлении скважины по КВД в режиме реального времени. В этой связи в работе предлагается параметры модели ИСМ КВД (2) определять с использованием рекуррентного алгоритма без решения СЛУ и обращения матрицы [5]

$$\alpha_n^* = \alpha_{n-1}^* + \Gamma_n \Phi_n^T W_n (h_{3,n}) (y_n^* - \Phi_n \alpha_{n-1}^*), \Gamma_n = \Gamma_{n-1} - \frac{\Gamma_{n-1} \Phi_n^T \Phi_n \Gamma_{n-1}}{w_n^{-1}(h_{3,n}) + \Phi_n \Gamma_{n-1} \Phi_n^T}, n = 1, 2, 3, \dots \quad (3)$$

где $y_n^* = ((p_{s2,n}^*)^2, n = \overline{1, n_{jk}})$ - вектор столбец фактических значений квадратов забойных давлений в моменты времени t_n ; $\Gamma(h_p) = (K(h_p))^{-1}$ - обратная диагональная матрица весовых функций; $\Phi_n = (1, \lg(t_n))$ - вектор строка известной матрицы ИСМ (2); $\alpha_0^* = h_k \bar{\alpha}_{1,0}$ - вектор начальных оценок параметров.

Результаты интерпретации скважин газоконденсатного месторождения. Результаты интерпретации комбинированных исследований ИК-КВД газовой скважины месторождения Тюменской области приведены на рисунке и в таблице.

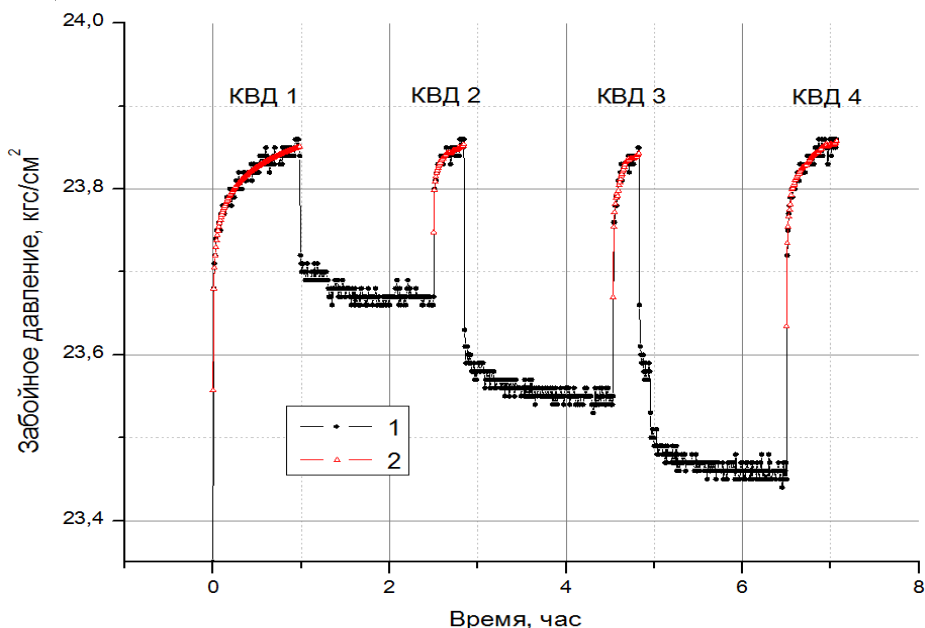


Рис. Исходные и воспроизведенные значения ИК-КВД

Таблица

Оценки параметров пласта и скважины

Скв.	Метод	Номер КВД	Длительность КВД (час)	Оценка параметров пласта и скважины			
				Проводимость (Д.м/сП)	Пьезопроводность (см ² /с)	Пластовое давление (кгс/см ²)	Истинный скин
1124	АИ	1	1,35	315,7	478	23,69	-1,38
		2	0,48	292,4	443	23,59	-1,61
		3	0,78	331,3	506	23,64	-1,36
		4	1,36	354,6	537	23,69	-1,31
	Saphir			335,2	508	23,65	-1,22
1125	АИ	1	1,04	565,1	564	22,41	-1,88
		2	0,48	547,8	551	22,23	-1,41
		3	0,50	559,3	560	22,39	-1,32
		4	5,58	604,2	609	22,51	-1,34
	Saphir			604,3	613	22,51	-1,26
1180	АИ	1	0,98	1682,4	2033	23,99	-3,08
		2	0,34	1806,6	2183	23,94	-1,72
		3	0,29	1692,3	2045	23,97	-2,59
		4	0,57	1745,8	2109	23,99	-2,61
	Saphir			1712,1	2069	23,98	-3,01

Из таблицы видно, что полученные оценки проницаемости, пьезопроводности и скин- фактора, начиная со второго режима исследований, практически не уступают приближениям, полученным на последующих режимах, а также оценкам, полученным с использованием программы Saphir, что сокращает время проведения комбинированных ГДИС и, следовательно, время простоя скважин.

Выводы. Предложен новый метод адаптивной интерпретации результатов, комбинированных ГДИС позволяющий получать фильтрационные параметры пласта, определять число режимов исследований и время их завершения в реальном времени по мере поступления исходных данных. На примере ГДИ скважины, оснащенной стационарными измерительными системами, показано целесообразность использования рекуррентных алгоритмов адаптивной идентификации с учетом априорной информации, что позволяет обрабатывать большие объемы данных забойного давления, сократить вычислительные затраты и обеспечивает получить устойчивые оценки, сократить время исследования.

Литература

1. Алиев З.С., Гриценко А.И. и др. Руководство по исследованию скважин. – М.: Наука, 1995. – 523 с.
2. Нгуен Т.Х.Ф., Сергеев В.Л. Метод идентификации индикаторной кривой при интерпретации результатов газодинамических исследований скважин // Известия Томского политехнического университета, Инжиниринг георесурсов. – 2015. Т. 326. № –12. – С. 54-59.
3. Нгуен Т.Х.Ф. Адаптивный метод интерпретации газодинамических исследований скважин по индикаторной кривой в условиях неопределенности // Информационные технологии в науке, управлении, социальной сфере и медицине: сборник научных трудов III Международной научной конференции. - Томск: Изд-во ТПУ, 2016. - Ч. 1. - С. 184-186.

- Гаврилов К.С., Сергеев В.Л. Адаптивная идентификация и интерпретация нестационарных газодинамических исследований скважин газовых и газоконденсатных месторождений // доклады ТУСУРа. – 2014. № –2 (32). – С. 270-275.
- Сергеев В.Л., Нгуен Т.Х.Ф. Рекуррентные алгоритмы адаптивной идентификации и интерпретации кривой восстановления давления скважин газовых месторождений // XII Международная научно-практическая конференция: Электронные средства и системы управления, 2016. С – 166-168.

ПОГРУЖНОЙ БЕСШТАНГОВЫЙ НАСОСНЫЙ АГРЕГАТ С ЛИНЕЙНЫМ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕМ ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ ИЗ МАЛОДЕБИТНЫХ СКВАЖИН

М.Н. Никитин, В.Г. Тимошенко

Научный руководитель – профессор В.Н. Ивановский

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

В условиях кратного снижения мировых цен на нефть добыча нефти из малодебитных обводненных скважин становится нерентабельной. В настоящее время фонд нефтяных скважин с дебитом менее 25 м³/сут. составляет порядка 50% от всего фонда скважин. На рис. 1 показано распределение малодебитного фонда скважин по основным способам добычи [6] и их характерные недостатки.



Рис.1 Распределение малодебитного фонда скважин по способам добычи

Указанные недостатки обуславливают поиск альтернативных способов добычи. Одним из таких направлений является применение насосных установок возвратно-поступательного действия с погружным электродвигателем. Перспективным направлением в данной области является система, состоящая из поршневого насоса с маслonaполненным погружным линейным электродвигателем (ПЛЭД).

В настоящий момент разработкой насосной установки с линейным электродвигателем занимаются ряд как отечественных, так и зарубежных компаний.

Ведущими отечественными компаниями в данной области являются: корпорация «Триол», которая представила на рынке свою установку электро-плунжерного насоса (УЭПН) [6] и ООО «Центр ИТ» с разработкой «Установка насосная с линейным приводом (УНЛП)» [5]. Также разработкой подобной установки занимается китайская компания «Хайлу» (КНР компания «Хайлу», представитель в РФ компания «КитСтройСервис») [4].

Эти проблемы в совокупности существенно влияют на энергоэффективность и срок службы всей установки.

Использование таких узлов, как поршневой насос двустороннего действия, маслonaполненный ПЛЭД и его уплотнительный узел поможет решить представленные проблемы и существенно повысить энергоэффективность и надежность всей установки. Таким образом, была разработана принципиальная схема скважинного поршневого насоса с ПЛЭД (рис. 2).

Применение поршневого насоса двустороннего действия исключает наличие холостого хода и, соответственно, дает более равномерную загрузку ПЭД, что позволит уменьшить его мощность, а значит – габариты.

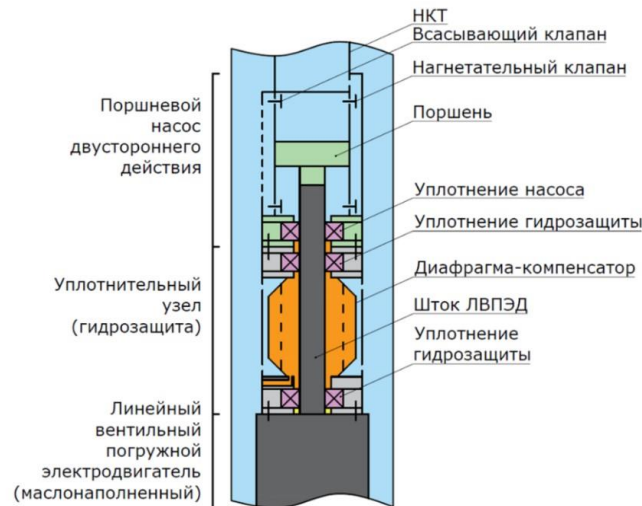


Рис.2 Принципиальная схема скважинного насосного агрегата

Линейный двигатель маслонаполненного типа нуждается в герметизации выходного штока, т.е. исключении или минимизации выноса масла и проникновения флюида. Уплотнительный узел (гидрозащита), обеспечит данные условия работы двигателя.

Исходя из этого, перед нами были поставлены задачи:

- разработать узел уплотнения маслонаполненного линейного погружного электродвигателя;
- разработать поршневой насос двустороннего действия.

В проектируемых узлах погружного агрегата базовым компонентом является система уплотнений как выходного штока электродвигателя, так поршня и штоков насоса.

Соответственно, на первом этапе проектирования становится вопрос о выборе системы уплотнений.

Исходя анализа существующих типов уплотнений возвратно-поступательного звена можно сделать вывод, что наилучшим вариантом для обеспечения требуемой герметичности узлов насосной установки может стать механическое уплотнение Пономарева [3], помимо этого для герметизации ПЛЭД может быть применена система с барьерной жидкостью для достижения необходимой минимизации утечек масла и предотвращения проникновения флюида в двигатель.

Универсальное механическое уплотнение [3] представляет собой одну или более пар оппозитно и эксцентрично расположенных металлических колец, связанных с корпусом уплотнения эластичными кольцами; такая конфигурация в большинстве параметров превосходит остальные типы, но не дает абсолютную герметичность. Механическое уплотнение Пономарева обладает существенной особенностью - при герметизации штока выполняет функции радиальной опоры. Использование системы с барьерной жидкостью основано на разности плотностей флюида, БЖ и масла двигателя и несмешиваемости их между собой.

Начало работ в данной области на базе кафедры «Машины и оборудование нефтяной и газовой промышленности» РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина отображено в патенте РФ № 171485 [2]. В разрабатываемом проекте описывается принципиально новая конструкция насосной установки, в основу которой легла система «линейный ПЭД – узел уплотнения – поршневой насос двустороннего действия». Для ее разработки были созданы 3D-модели узлов агрегата, оформлен патент на полезную модель, конструкторская документация, паспорт и руководство по эксплуатации разработанного агрегата, изготовлены экспериментальные образцы и стенд (рис.3) для испытаний узла уплотнения и поршневого насоса двустороннего действия. На данный момент закончены ряд испытаний по измерению утечек масла из узла уплотнения при различной степени затяжки механических уплотнений. На следующем этапе планируется произвести выбор зазора в системе «уплотнение-шток» и настройку механических уплотнений.

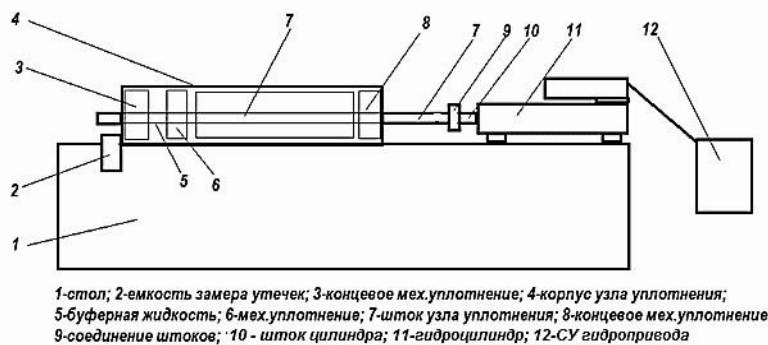


Рис. 3 Испытательный стенд

Одним из основных показателей установки является значение его КПД. Как известно, КПД установки состоит из произведения КПД составляющих его элементов. В данном случае под элементами подразумеваются погружной насос, электродвигатель, передающий энергию элемент, потери в НКТ. Из анализа общего расчетного КПД установок: УЭПН занимает промежуточное положение между УЭЦН и СШНУ. Однако благодаря применению маслозаполненного ПЛЭД, насоса двустороннего действия и гидрозачиты маслозаполненного ПЛЭД, планируется достигнуть КПД равное 41%, что превышает КПД применяемых механизированных способов добычи из малодебитных скважин и может сделать его конкурентоспособным на рынке. Данные для сравнений были взяты из журнала “Нефтяная вертикаль”, №15-16/2013 [1]

За последнее десятилетие фонд малодебитных скважин заметно возрос. Проблемы при использовании основных механизированных способов добычи, а также новые разработки в области линейных вентильных погружных электродвигателей (ПЛЭД) дали толчок к развитию бесштанговых плунжерных (поршневых) установок с линейным ПЭД. Опыт эксплуатации подобных установок в КНР и Канаде показал, что применение представленной системы позволит производить отбор нефти из стареющих месторождений и соответственно повысить коэффициент извлечения нефти, благодаря широкому диапазону регулировки подачи насосной установки. Был проведен анализ существующих погружных плунжерных насосов с линейным приводом, в результате которого был выявлен ряд существенных недостатков: низкая энергоэффективность и малый межремонтный срок эксплуатации. Для решения поставленных проблем был разработан научный проект по созданию скважинной поршневой насосной установки с маслонаполненным погружным линейным электродвигателем.

Литература

1. Дроздов А. Н. Разработка установки погружного плунжерного насоса с линейным электродвигателем для эксплуатации малодебитного фонда скважин // Нефтегазовая вертикаль. – 2013. – № 13 – С. 68-71.
2. Пат. 171485 Россия МПК F04B 47/06. Установка скважинного плунжерного насоса с погружным линейным электроприводом Ивановский В. Н. и др. Заявлено. 12.12.2016; Оpubл. 01.06.17., Бюл. №16. – 6 с.: ил.
3. Пат. 2229048 Россия МПК F16J 15/26. Механическое уплотнение Пономарев А. К. Заявлено. 2003.05.07; Оpubл. 20.05.04, Бюл. №17. – 6 с.: ил.
4. Бесштанговое погружное насосное устройство с чпу: [Электронный ресурс] // КитСтройСервис. 2013 – 2018. URL: <http://kitstroyservice.ru/pogruzhnye-nasosy>. (Дата обращения: 21.01.2018).
5. Установка насосная с линейным приводом: [Электронный ресурс] // Инженерно-технический центр инновационных технологий, 2016 - 2018. URL: <http://www.entechcenter.ru/technologies/ust-nasos/>. (Дата обращения: 21.01.2018).
6. Эффективные решения эксплуатации малодебитного фонда нефтяных скважин: [Электронный ресурс] // Корпорация Триол. 2005 - 2016. URL: <http://triolcorp.ru/problem-exploitation-marginal-wells/>. (Дата обращения: 21.01.2018).

ОСОБЕННОСТИ ТЕЧЕНИЯ ЖИДКОСТИ К СКВАЖИНЕ С ТРЕЩИНОЙ ГИДРОРАЗРЫВА В НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

А.А. Никонов, М.Е. Сундетов

Научный руководитель – профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время большая часть запасов углеводородов приходится на трудноизвлекаемые, которые требуют применения новых подходов к разработке месторождений. Свои особенности проявляются для низкопроницаемых пластов, где длительность эксплуатации скважин на неуставившихся режимах, велика и может достигать нескольких месяцев. Данный период значительно влияет на динамику снижения добычи нефти за счёт снижения коэффициента продуктивности. В связи с этим приобретают актуальность модели, описывающие взаимодействие пласта и скважины на различных режимах работы.

Рентабельность разработки низкопроницаемых пластов обеспечивает проведение гидравлического разрыва пласта как на нововведенных скважинах, так и в рамках проведения геолого-технических мероприятий. После проведения гидроразрыва в пласте проявляются неуставившиеся режимы течения, отличные от радиального, во время которых происходит дополнительное снижение производительности скважин.

Целью данной работы является исследование режимов течения к скважине с трещиной гидроразрыва в низкопроницаемых коллекторах.

Уравнений, описывающих механические законы сохранения (неразрывности, импульса), недостаточно для полного описания пористой среды. Для того, чтобы система имела решение, она должна быть дополнена соотношениями, описывающими немеханические особенности состояния вещества. Применительно к рассматриваемой задаче это зависимости от термобарических основных физических свойств коллектора и вмещающего флюида (плотности, пористости, проницаемости, вязкости). В совокупности с перечисленными выше механическими уравнениями они составляют математическую модель фильтрации.

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial P}{\partial t}$$

Данное дифференциальное уравнение служит основой исследования изменения коэффициента продуктивности при фильтрации флюида в пористом коллекторе. Оно же включает в себя понятие уравнения пьезопроводности, которое служит математической основой теории гидродинамических исследований. Это уравнение описывает неуставившееся, однофазное, одномерное течение флюида в пористой среде.

СЕКЦИЯ 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Однако при использовании данного уравнения необходимо учитывать следующие допущения:

1. пласт вскрыт скважиной на всю эффективную мощность, поэтому приток к скважине имеет плоскорадиальную горизонтальную структуру;
2. дебит не изменяется со временем;
3. пласт изотропный однородный;
4. эффективная толщина, проницаемость, сжимаемость, вязкость, пористость постоянны;
5. градиент давления мал;
6. незначительность гравитационных эффектов.

На практике удобнее и нагляднее представлять аналитические уравнения в безразмерных координатах. Для радиального режима уравнение пьезопроводности в безразмерных координатах будет иметь вид:

$$\frac{\partial^2 P_D}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial P_D}{\partial r_D} = \frac{\partial P_D}{\partial t_D}$$

Граничные условия играют важную роль при построении аналитического решения уравнения. Если использовать одно начальное и два граничных условия, то можно решить уравнение пьезопроводности и получить математическую модель, позволяющую определить давление в любой точке пласта в любой момент времени. В качестве граничных условий, определяющих условия работы скважины, используются следующие предположения.

Начальное условие:

$$P(r, t)|_{t=0} = P_i,$$

где P_i – начальное пластовое давление.

Для скважин, работающих при постоянном забойном давлении:

$$P(r, t)|_{r=r_w} = const,$$

где r_w – радиус скважины.

Для скважин, работающих с постоянным дебитом:

$$Q(r, t)|_{r=r_w} = \frac{2\pi kh}{\mu B} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right)_{r_w} = const - \text{дебит жидкости на забое добывающей скважины.}$$

Внешние граничные условия, применяемые для пласта с бесконечно удаленным контуром питания, представляются в виде:

$$\begin{aligned} P|_{r \rightarrow \infty} &= P_i \quad \text{при } t > 0, \\ P|_{r=r_e} &= P_i \quad \text{при } t > 0, \\ \frac{\partial P}{\partial r}|_{r=r_e} &= 0 \quad \text{при } t > 0, \end{aligned}$$

где r_e – радиус пласта.

Представленные граничные условия соответствуют плоскорадиальному притоку жидкости из пласта бесконечной протяженности. Условием, определяющим бесконечность пласта, является постоянство пластового давления на бесконечной удаленности от скважины и его значение равно начальное пластовое. Также данные граничные условия применимы в том случае, когда внешняя граница пласта является контуром питания, на котором при помощи естественных и искусственных источников пластовой энергии поддерживается постоянное пластовое давление равно начальному P_i .

Проведение ГРП в скважине значительным образом изменяет поведение давления в период неустановившегося режима течения по результатам гидродинамических исследований скважин. Радиальный режим не проявляется в системе «скважина-пласт» в чистом виде. В течение исследования могут развиваться различные структуры потока. В основном, встречаются режимы течения следующей геометрии: линейный, билинейный, псевдорадиальный: [2]

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{1}{\chi} \frac{\partial P}{\partial t}, \quad \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{1}{\chi_x} \frac{\partial P}{\partial t}, \quad \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} = \frac{1}{\chi_y} \frac{\partial P}{\partial t}, \quad \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{2}{r} \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{1}{\chi} \frac{\partial P}{\partial t}.$$

Линейный режим наблюдается при работе батареи скважин, на ранних этапах разработки пласта с трещиной гидроразрыва, горизонтальным стволом и других случаях. Для этого режима характерно симметрия поля давлений и скоростей фильтрации в пласте, а также форма линий тока в виде прямых линий, параллельных плоскопараллельным границам раздела.

Первым реализуется линейное течение в трещине. Добываемый флюид течет по пути наименьшего сопротивления: по трещине к стволу скважины, поскольку проницаемость трещины во много раз превышает проницаемость пласта, при этом линии тока параллельны стенкам трещины. Линейное течение из пласта в трещину проявляется после билинейного режима как для трещины конечной проводимости, так и для трещины бесконечной проводимости. Критерием наличия данного течения является $F_{CD} > 80$. Зависимость безразмерного давления от времени в безразмерных переменных для линейного в трещине и линейного в пласте течений соответственно:

$$P_D = \frac{2\sqrt{\pi}}{F_{CD}} \sqrt{\eta_{fD}} \sqrt{t_{Dx}},$$

$$P_D = \sqrt{\pi D_{x_f}}$$

Билинейный режим представляет собой комбинацию двух линейных потоков. Наиболее характерная модель – работа однородного изотропного пласта с аномально высокой проницаемостью. Линии тока в данном режиме течения ориентированы в коллекторе перпендикулярно друг к другу. Билинейный режим характерен для вертикальных трещин гидроразрыва, когда безразмерная проводимость трещины достигает определенных значений $F_{CD} < 200$, то есть в трещинах конечной проводимости. Часто билинейный режим течения также замаскирован эффектом влияния ствола скважины. Уравнение безразмерного давления, характеризующее данный режим течения записывается в виде:

$$P_D = \frac{2,45083}{\sqrt{F_{CD}}} \sqrt[4]{t_{DL_f}}$$

Псевдорadiaльный режим течения возникает, когда на форму воронки депрессии перестают оказывать влияние особенности скважины, такие как трещина ГРП или горизонтальный ствол. Необходимым условием для возникновения данного режима является достаточная протяженность пласта по простиранию. На ранних этапах при данных условиях реализуется эллиптический режим из-за преобладания влияния геометрии трещины ГРП или горизонтального ствола скважины. Уравнения безразмерных давления и времени представлены в виде: [2]

$$P_D = -\frac{1}{2} Ei - \ln\left(\frac{1}{4t_{D_{ref}}}\right), \quad t_D = \frac{0,00036 kt}{\phi \mu c_i r_{eff}^2}$$

Характер влияния трещины на давление в скважине меняется во времени. Сначала (при линейном и билинейном режимах течения) давление контролируется формой трещины. Затем (при радиальном режиме течения) трещина проявляет себя как одна из составляющих интегрального радиального скин-фактора. При этом ее воздействие, как правило, преобладает.

Литература

1. Эрлагер Р. Гидродинамические исследования скважин. – М. -Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004, 481 стр.
2. Экономидес М., Олини Р., Валько П. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта: от теории к практике. – М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2007. – 232 с.

ВЛИЯНИЕ НЕУСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА ТЕЧЕНИЯ НА СНИЖЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН С ТРЕЩИНАМИ ГИДРОРАЗРЫВА

А.А. Никонов, М.Е. Сундетов

Научный руководитель – профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Рентабельность разработки низкопроницаемых пластов обеспечивает проведение гидравлического разрыва пласта как на нововведенных скважинах, так и в рамках проведения геолого-технических мероприятий. После проведения гидроразрыва в пласте проявляются неустановившиеся режимы течения, отличные от радиального, во время которых происходит дополнительное снижение производительности скважин. Точная оценка снижения коэффициента продуктивности на неустановившихся режимах течения имеет важное значение для эффективного планирования разработки месторождения и подбора подземного оборудования при пуске скважин в эксплуатацию.

Актуальность данной темы заключается в разработке аналитических методов оценки производительности скважин. Высокая эффективность извлечения трудноизвлекаемых запасов достигается при помощи создания математических моделей и программных продуктов, позволяющих подбирать эффективные методы разработки низкопроницаемых пластов. Также важным нюансом является расчет технологических показателей работы скважин при наличии трещин ГРП.

Целью данной работы является оценка влияния неустановившегося режима течения на количественное снижение коэффициента продуктивности скважин с гидроразрывом Вахского месторождения.

Вахское месторождение характеризуется следующей особенностью: все объекты разработки локализованы в общем контуре нефтеносности. Дополнительно за счет ГТМ (гидроразрыв пласта, бурение боковых стволов, переводы, бурение эксплуатационных скважин) добывается до 50% нефти. Наибольшая доля дополнительной добычи нефти приходится на ГРП и выполненные на другие пласты ЗБС.

Ввиду того, что при превышении фактически выполненных ГТМ над проектными значениями дополнительная добыча не всегда достигает планируемых значений, и наибольшее превышение дополнительной добычи нефти по факту над проектным значением получено от ГРП, то остро встает вопрос о повышении качества прогнозирования ГТМ в частности прогнозирования добычи после проведения гидроразрыва.

Для проведения исследования выбраны скважины, на которых были проведены ГРП и имеется технологический режим на момент проведения гидроразрыва. Выбранные скважины сконцентрированы в одном регионе ввиду схожей проницаемости и одинакового временного периода, в течение которого проводились ГТМ.

Для анализа были взяты скважины с достижением по запускным параметрам и со сформированной системой ППД.

Ошибки при планировании ГТМ связаны, в основном, с неправильным расчетом времени выхода на установившийся режим. Применение классических методов выделения радиального притока на практике не дает результатов, это отчетливо заметно для скважин с гидроразрывом пласта.



Рис. 1 Темп падения коэффициента продуктивности по скважинам после проведения ГРП;
а) плановый; б) фактический; в) только радиальный режим

Так выглядит график фактического падения продуктивности скважины и плановый, рассчитанный по бизнес плану. Первоначальный подход к определению времени выхода на установившийся режим основан на площади дренирования скважины. При приближении времени к началу фактического выхода на установившийся режим, наблюдается большая погрешность в расчете коэффициента продуктивности.

Предлагаемый подход связан с геометрией трещины, который позволяет проводить расчет временных интервалов каждого из режимов течения, возникающих в пласте. За основу для анализа взята работа Хасанова М., связанная с интерпретацией гидродинамических исследований скважин с трещинами ГРП. Характерное время начала режима описывает момент, при котором радиус воронки депрессии достигает значения $R_{rad}=1,5x_f$, что дает более точное согласование с фактическими значениями. [2]

Режим радиального притока наступает после окончания влияния ствола скважины и продолжается до тех пор, пока не начнется влияние границ пласта либо соседних скважин. В случае скважины с трещиной ГРП режим радиального притока наступает, когда воронка депрессии достигает таких размеров, что наличие трещины перестает влиять на форму поля давления.

Важным вопросом является подход к определению эффективного радиуса скважины. В первом случае через эффективную полудлину трещины конечной проводимости. Использование полудлины трещины бесконечной проводимости позволяет использовать формулу для нахождения безразмерного времени, который будет использоваться для оценки временных интервалов режимов.

Во втором случае подход к расчету эффективного радиуса основан на использовании псевдордиального скин-фактора, который определяется через соотношение фактического радиуса и геометрического скин-фактора, взятого из отчета ГРП.

Интервалы безразмерного времени определяющие начало и окончание радиального притока - $0,7 < t_{Dx} < 5$ имеют наилучшее совпадение с радиальной моделью. Так как безразмерная продуктивность зависит от проницаемости пласта, то обычно низкопроницаемые пласты разрабатываются при помощи трещин ГРП больших протяженностей. [1]

Не смотря на увеличенную продолжительность радиального режима погрешность относительно фактических показателей существенная. В нашем случае кроме поведения давления на псевдордиальном режиме течения необходимо учитывать влияние ближайших скважин, поскольку нас интересует именно время выхода скважины на установившийся режим и степень снижения коэффициента продуктивности в момент выхода на установившийся режим.

Билинейный режим не показателен поскольку имеет малую продолжительность по времени и неинформативен относительно других режимов течения. Не смотря на низкую проницаемость слабо информативен для данных скважин и практически всегда скрыт эффектом ВСС, так как для его четкого проявления необходима относительно большая длина трещины.

Несмотря на низкую проницаемость коллектора, в данном пласте образуются трещины конечной проводимости, в результате чего не проявляется линейный режим течения в пласте.

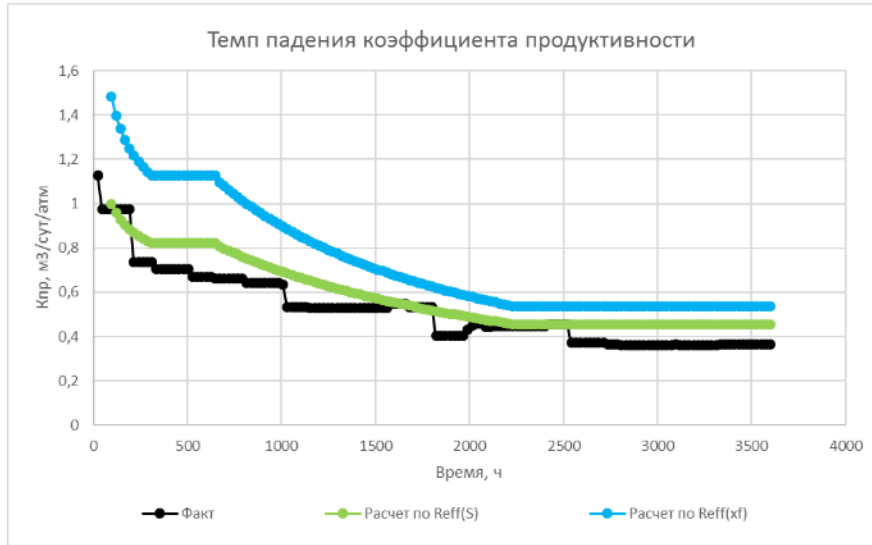


Рис. 2 Темп падения коэффициента продуктивности по скважинам после проведения ГРП

В связи с тем, что время окончания влияния соседних скважин не определено по аналитическим зависимостям в расчете время окончания действия режима был оценен по фактическим данным и усреднен в функции безразмерного времени по полудлине трещины и равно $t_{Da}=0,6$.

Подобранная модель для аналитического расчета снижения коэффициента продуктивности более применима на практике для определения изменения потенциала скважины за время выхода на установившийся режим по сравнению с формой расчета плановых показателей, используемой в данный момент в практике. Несмотря на несовершенство модели, она показывает хорошую сходимость расчетных и фактических значений, и низкую погрешность во временах близких к периоду выхода скважины на установившийся режим, что является более важным критерием при оценке применимости созданной модели.

Данный алгоритм может быть одинаково хорошо применим как для уже введенных скважин с планируемыми ГТМ, так и для новых скважин, в которых планируется метод заканчивания методом ГРП. Знание поведения производительности скважины до выхода на установившийся режим имеет большое значение для планирования и прогнозирования ГТМ, поскольку значительно может сказаться на выполнении бизнес плана, задаваемого организацией. Это позволит уменьшить потери от нерентабельно проведенных ГТМ, так как даже при успешном запуске и высокой производительности на запуске, может быть доказана нерентабельность данной скважины вследствие значительного снижения производительности скважины по нефти, что уменьшит риски.

Литература

1. Чекалюк Э.Б. Об эффективном радиусе влияния скважины // Нефтяное хозяйство. - 1950 г.
2. Хасанов М., Краснов В., Мусабиров Т. "Особенности планирования и интерпретации гидродинамических исследований скважины с трещиной ГРП при учете влияния соседних скважин", SPE 136152-MS, Moscow, 2010.

АНАЛИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ПЛАСТА ЮС₂ ФЕДОРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.А. Нургалиева

Научный руководитель – профессор Н.Г. Нургалиева
Казанский федеральный университет, г. Казань, Россия

В настоящее время вопрос о прогнозе и поиске залежей жидких углеводородов в юрских отложениях становится более актуален, перспектива, как известно, связана с пластом ЮС₂. Совершенно очевидно, что дальнейший основной прирост запасов и добыча нефти возможны за счет данного комплекса. В то же время он является весьма сложным по своему строению и условиям формирования. Эта сложность во многом определяется его природой формирования.

Федоровское газонефтяное месторождение расположено в центральной части Сургутского нефтегазоносного района Среднеобской нефтегазоносной области. В тектоническом отношении площадь месторождения расположена в центральной, самой приподнятой части Сургутского свода и приурочена к Федоровской вершине.

Месторождение характеризуется значительным этажом нефтегазоносности – от триасовых пород фундамента до позднего мела. Основные объекты разработки – высокопродуктивные пласты неокомского комплекса, в настоящее время характеризуются высокой выработкой и обводнением продукции. Поддержание текущего уровня добычи связано с введением в эксплуатацию трудноизвлекаемых запасов, большая часть которых сосредоточена в юрском нефтегазоносном комплексе [Отчет анализа разработки, 2016, С. 50].

СЕКЦИЯ 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Нефтеносность юрского комплекса связана, в первую очередь, с пластами ЮС₁ и ЮС₂. Объекты характеризуются сложностью геологического строения, вертикальной изменчивостью и латеральной невыдержанностью отложений, а также низкими фильтрационно-емкостными свойствами (рис.1).

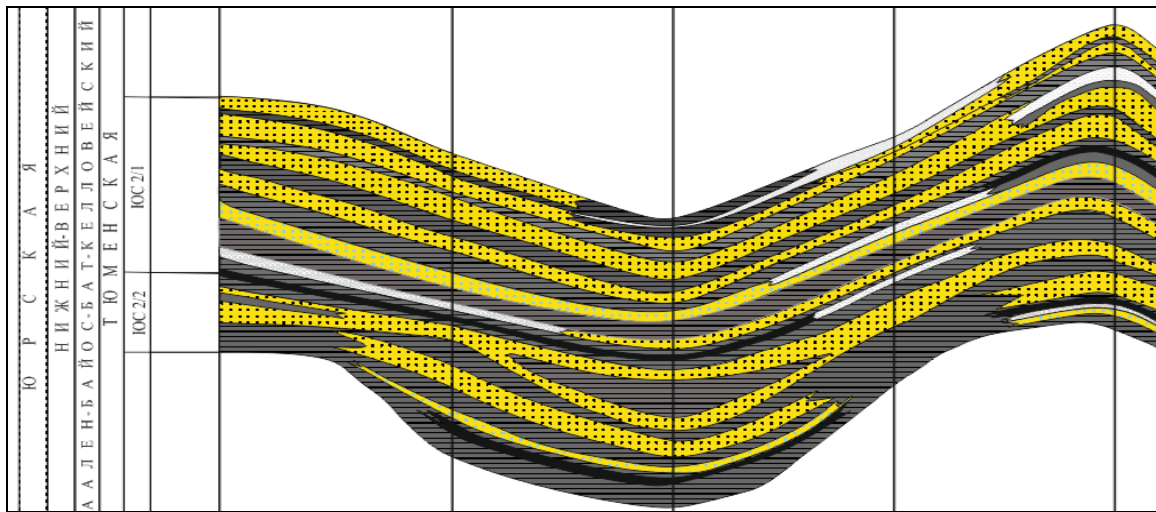


Рис. 1 Выкипировка из схемы геологического профиля пласта ЮС₂ Федоровского месторождения

Анализ каротажных диаграмм и керна указывают, что формирование тюменской свиты происходило в континентальных и переходных условиях осадконакопления. Пласт ЮС₂ характеризуется резкой лито-фациальной изменчивостью – от мощных песчаных толщ, приуроченных к русловым отложениям речных долин и рукавов дельты, до отложений застойных, заболачивающихся озер и заливно-лагунных отложений (рис.2).

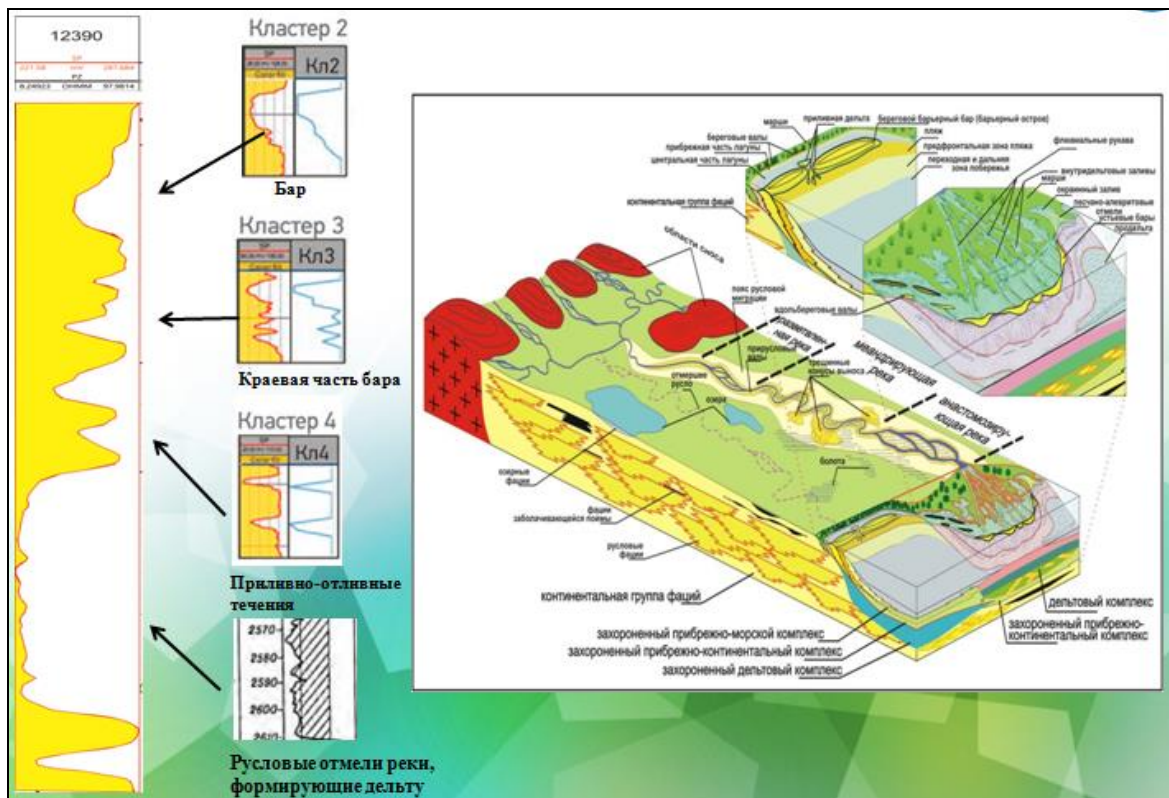


Рис. 2 Анализ каротажной диаграммы [В.С Муромцев, 1984, С.260]

С отложениями русел палеорек и палеodelт связываются основные перспективы разработки, поскольку русловые потоки проводят наилучшую дифференциацию осадка, обеспечивая относительно высокие для коллекторов юрского комплекса фильтрационно-емкостные свойства (рис.3) [Алексеев, 2001, С.249].

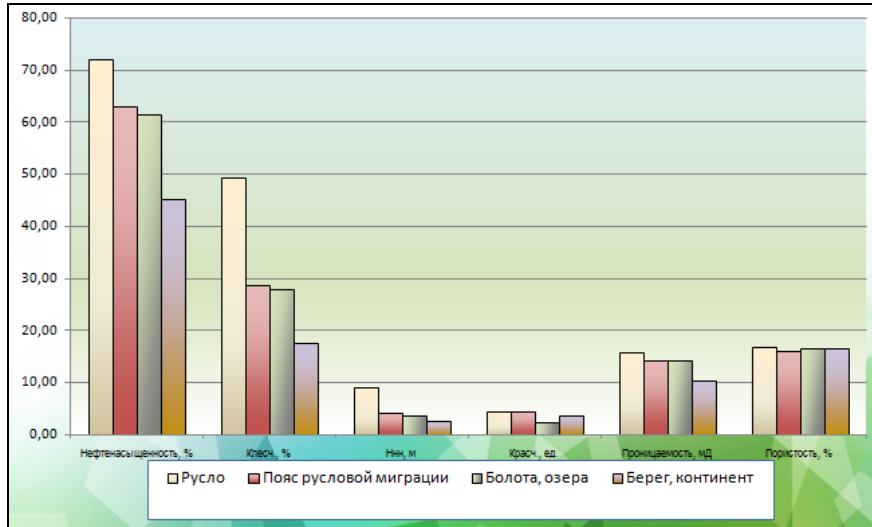


Рис. 3 Диаграмма сравнения коллекторских свойств различных фаций

Выводы и рекомендации:

1. Средняя и нижняя часть пласта ЮС₂ сформировались в континентальных условиях;
2. Коллектора с наилучшими ФЕС, приурочены к русловым и прирусловым телам;
3. Учет геологического строения резервуара и выбор оптимального размещения скважин позволяет повысить эффективность разработки залежи;
4. Поворот сетки скважин по азимуту в направлении развития русловых отложений;
5. Уплотнение сетки скважин в зонах, ухудшенных ФЕС для обеспечения жесткого воздействия

Литература

1. Алексеев В.П. Литология: Учебное пособие. – Екатеринбург: Изд-во УГГА, 2001. – 249 с.
2. Муромцев В. С. Электрометрическая геология песчаных тел–литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра, 1984. – 260 с.
3. Отчет анализа разработки Федоровского месторождения – 2016. - 50 с.

ИССЛЕДОВАНИЯ РЕОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК СШИТЫХ ПОЛИМЕРНЫХ СОСТАВОВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ

В.Е. Оприкова

Научный руководитель – ассистент И.Р. Раупов

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

В настоящее время в России большая часть месторождений нефти и газа, в том числе уникальных и крупных месторождений, находится на завершающей стадии разработки. С целью сохранения добычи углеводородов на прежнем уровне необходимо разрабатывать месторождения с трудноизвлекаемыми запасами (ТриЗ) [8]. Добыча углеводородов из коллекторов, содержащих ТриЗ нефти, может быть осложнена следующими проблемами: аномально низкое пластовое давление (АНПД), высокий газовый фактор, высокая трещиноватость и др. Перечисленные проблемы осложняют проведение глушения скважины перед капитальным ремонтом. Чаще всего для глушения подобных скважин применяют блокирующие пакки (БП) [3,4,7]. К ним относят полимерные и эмульсионные составы, которые могут дополнительно содержать антифильтрационные и кольматирующие присадки. В качестве полимерных составов применяют линейные и нелинейные (сшитые) гели.

В рамках данной работы был исследован сшитый полимерный состав, применяемый в том числе и для глушения скважин. Одной из главных задач в использовании СПС является правильный выбор технологических параметров режима закачки. Для решения данной задачи необходимо:

- провести лабораторные исследования реологических характеристик полимерных составов в условиях наиболее близких к закачке их в скважину;
- провести расчеты забойных давлений при различных режимах закачки геля в скважину;
- подобрать оптимальные режимы закачки полимерного состава в скважину.

В данной работе предложена методика лабораторного исследования сшитого полимерного состава, описывающая изменения реологических характеристик [11] СПС в процессе закачки в скважину, и представлены результаты реологических исследований СПС.

Определение реологических характеристик сшитого полимерного состава проводилось согласно [1] с использованием ротационного вискозиметра Rheotest RN 4.1 с цилиндрической измерительной системой Н2.

Лабораторные реологические исследования сшитого полимерного состава включают следующие этапы, характеризующие процесс закачки композиции в скважину:

1) Моделирование состояния сшитого полимерного состава сразу после приготовления на устье скважины для оценки фильтруемости полимерного состава в межколонное пространство или в колонну насосно-компрессорных труб (НКТ). Моделирование состояния сшитого полимерного состава после закачки в скважину для оценки изменения эффективной вязкости СПС при пластовой температуре. Определяется эффективная вязкость геля при различной скорости сдвига путем снятия «кривой вязкости» [6].

2) Моделирование процесса закачки полимерного состава по межколонному пространству или по колонне НКТ с учетом равномерного изменения температуры по стволу скважины. Определяется время гелеобразования и состояние геля при постоянной скорости сдвига [5].

3) Моделирование процесса закачки полимерного состава в открытый ствол скважины при пластовой температуре. Определяется время гелеобразования и состояние геля при постоянной скорости сдвига.

4) Моделирование процесса оставления полимерного состава на время реагирования (окончания процесса сшивки) при пластовой температуре. Определяется время гелеобразования СПС в статическом режиме осциллирующих напряжений [5,10].

5) Моделирование процесса разрушения сшитого полимерного состава. Определяется статический предел текучести путем построения зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига в режиме контролируемого напряжения сдвига [2,9]. Статический предел текучести характеризует начальный градиент давления, при котором происходит разрушение композиции и ее движение.

По результатам реологических исследований полимерного состава построены:

- «кривые вязкости» до и после закачки его в скважину (рис. 1);
- графики зависимости эффективной и комплексной вязкости полимерного состава от времени с целью определения времени гелеобразования (рис. 2);
- график зависимости скорости сдвига от напряжения сдвига сшитого полимерного состава, который позволяет определить статический предел текучести или статическое напряжение сдвига (СНС).

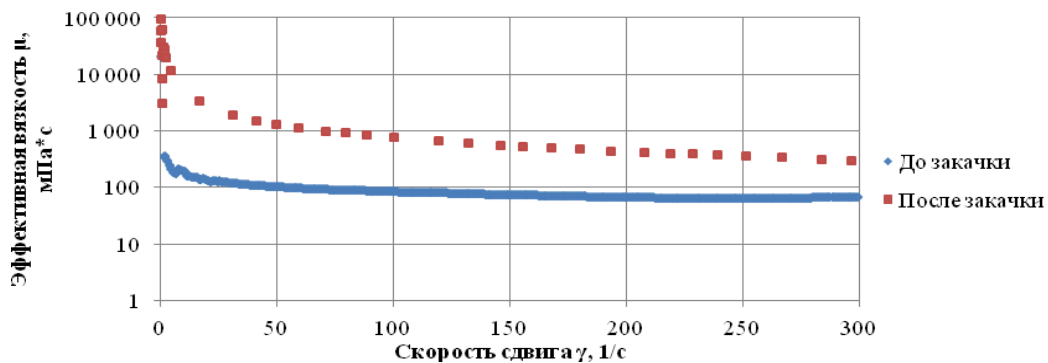


Рис. 1 Кривая вязкости полимерного состава после приготовления и после закачки в скважину

При увеличении скорости сдвига эффективная вязкость полимерного состава снижается, что характерно для псевдопластичных жидкостей (рис. 1).

При закачке полимерного состава с течением времени его вязкость постепенно увеличивается, наблюдается резкое её повышение при выходе в открытый ствол (рис. 2). При достижении геля забоя скважины отмечается медленное возрастание комплексной вязкости, т.е. на забое сшитый полимерный состав достигает состояния упругого тела.

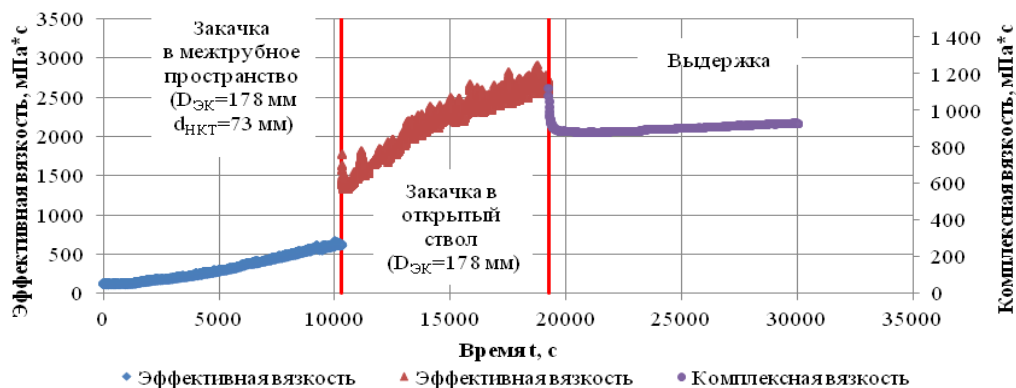


Рис. 2 Зависимость эффективной и комплексной вязкости сшитого полимерного состава от времени (определение времени гелеобразования в процессе закачки в скважину и выдержки СПС)

Разрушение сшитого полимерного состава после окончания процесса гелеобразования происходит при напряжении сдвига $\tau_0=53,4$ Па, при превышении указанного значения напряжения сдвига СПС приобретает подвижность и теряет блокирующие свойства.

В качестве исходных параметров для расчетов и исследований использовались данные «средней» скважины. Данную методику можно применять и тиражировать для других пластовых условий, учитывающих пластовую температуру, глубину залегания пласта и технологических параметров, учитывающих диаметры ЭЖ и НКТ, глубину спуска НКТ, объемный расход закачки СПС, способ подачи полимерного состава: центральный или кольцевой (межколонный). Предложенная методика исследования реологических характеристик сшитых полимерных составов в дальнейшем позволит оптимизировать состав применяемых и разрабатываемых СПС, в том числе блокирующих пачек на их основе, корректно рассчитать технологические параметры закачки, что позволит наиболее эффективно производить технологические операции со скважинами в осложненных условиях нефтегазодобычи.

Литература

1. ГОСТ 25276-82. Полимеры. Метод определения вязкости ротационным вискозиметром при определенной скорости сдвига.
2. Кондрашев А.О. Обоснование технологии регулирования фильтрационных потоков в низкопроницаемых нефтяных коллекторах с использованием гидрофобизированного полимерного состава: диссертация ... кандидата технических наук: 25.00.17 / Кондрашев Артем Олегович. – СПб, 2014. – 124 с.
3. Орлов Г.А., Кендис М.Ш., Глуценко В.Н. Применение обратных эмульсий в нефтедобыче / Г.А. Орлов [и др.]. – М.: Недра, 1991. – 224 с.
4. Петров Н.А. Эмульсионные растворы в нефтегазовых процессах / Н.А. Петров [и др.]. – М.: Химия, 2008. – 440 с.
5. Раупов И.Р. Технология внутрислоевого водоизоляции терригенных коллекторов с применением полимерных составов и оптического метода контроля за процессом: диссертация ... кандидата технических наук: 25.00.17 / Раупов Инзир Рамилевич. – СПб, 2016. – 143 с.
6. Рогачев М.К., Кондрашева Н.К. Реология нефти: учебное пособие / М.К. Рогачев, Н.К. Кондрашева Учеб. пособие. – Уфа: УГНТУ, 2000. – 89 с.
7. Рябоконе С.А. Технологические жидкости для заканчивания и ремонта скважин / С.А. Рябоконе. – Краснодар, 2016. – 382 с.
8. Стратегия развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2030 года // Федеральное агентство по недропользованию – Роснедра [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.msu.ru/entrance/>. (Дата обращения: 12.12.2017)
9. Стрижнев К.В. Ремонтно-изоляционные работы в скважинах: Теория и практика / К.В. Стрижнев. – СПб: Недра, 2010. – 560 с.
10. Телин А., Хлебникова М., Сингизова В., Калимуллина Г., Хакимов А., Кольчугин И., Исмагилов Т. Регулирование реологических и фильтрационных свойств сшитых полимерных систем с целью повышения эффективности воздействия на пласт // Вестник инженерингового центра ЮКОС, 2002. - №4. – С.41-45.
11. Шрамм Г. Основы практической реологии и реометрии / Г. Шрамм. – М.: КолосС, 2003. – 312.

ШТАНГОВЫЕ НАСОСЫ ДЛЯ СКВАЖИННЫХ УСТАНОВОК С КАНАТНОЙ ШТАНГОЙ

Орлова Е. А.

Научный руководитель – доцент А.В Деговцов.

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

Для поддержания высоких темпов добычи нефти возможно не только введение в эксплуатацию новых месторождений, но и повышение рентабельности уже существующих.

Одной из технологий способных увеличить производительность малодебитных скважин и оптимизировать добычу на зрелых месторождениях является технология строительства боковых стволов малого диаметра (БСМД) из основного ствола скважины.

При эксплуатации таких скважин специалисты отрасли сталкиваются со многими проблемами: интенсивный темп набор кривизны, большое отклонение ствола скважины от вертикали, малый диаметр бокового ствола. Анализ конструкция скважин показал, что наиболее распространенный в России диаметральный габарит обсадных колонн основного ствола скважины составляет 146 и 168 мм. При таких условиях внутренний диаметр обсадных колонн боковых стволов составляет 89 и 102 мм. При этом темпы набора кривизны на участках резки бокового ствола скважины может составлять 6° на 10м. Таким образом, выбор технологий для эксплуатации таких скважин существенно ограничен.

Одной из технологий эксплуатации скважин с БСМД является скважинная насосная установка с канатной штангой [4]. Установка состоит из привода (станок-качалка), штангового скважинного насоса специальной или стандартной конструкции и колонны насосных штанг, включающей канатную штангу. Канатная штанга устанавливается в месте интенсивного набора кривизны. Она представляет собой канат специальной закрытой конструкции диаметром 20 мм ГОСТ 10506-76 с фигурными Z- и X-образными проволоками. Минимальное разрывное усилие каната составляет 47 т, что в два раза выше показателя насосных штанг D-Super диаметром 22-мм (22 тонны). Для соединения каната со штоком плунжера скважинного насоса и колонной штанг используют специальные заделки, которые обеспечивают равномерное нагружение всех проволок каната [3]. Использование

СЕКЦИЯ 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

каната позволяет снизить вероятность обрыва штанг и протирыв штангами НКТ за счет увеличения площади контакта и снижения контактных напряжений.

Область применения скважинной насосной установки с канатной штангой:

- Минимальный диаметр эксплуатационной колонны бокового ствола 102 мм с толщиной стенки 6,5 мм (внутренний диаметр колонны 89 мм);

- Угол отклонения от вертикали в месте установки насоса – не более 65° (теоретически возможно до 90°, практического опыта нет);

- Глубина резки бокового ствола – 950 – 1800 м;

- Длина бокового ствола – 400 – 600 м;

С 2012 года ведется опытно-промышленное внедрение установок с канатной штангой на скважинах ООО "ЛУКОЙЛ-Пермь". Всего установками с канатной штангой оборудована 21 скважина. По результатам работы установок с 2012 по 2017 годы был проведен анализ работы установок, который показал, что при оптимальной длине канатной штанги 300-500 м, средняя наработка на отказ составила 525 сут, при этом на наработку существенное влияние оказывает наличие в скважинной продукции АСПО. При отсутствии АСПО в скважинной продукции средняя наработка увеличивается до 900 сут. [1].

При углах отклонения от вертикали более 40° происходит зависание колонны штанг при ходе вниз, и канатная штанга теряет свою форму (распушается) за счет возникновения сжимающих нагрузок, что приводит к возникновению отказов. Поэтому для нормальной работы оборудования необходимо создавать дополнительную растягивающую нагрузку на канатную штангу. Для этого возможно использовать "тяжелый низ" или специальные конструкции скважинных насосов.

"Тяжелый низ" представляет собой утяжелитель, выполненный из нескольких обычных насосных штанг, которые подвешиваются в нижней части каната и обеспечивают его стабильное растяжение. Однако, применение утяжелителя не только увеличивает массу установки, но и недостаточно эффективным.

В ООО "ЭЛКАМ-Нефтемаш" серийно выпускается дифференциальный насос типа СПР [2]. Насос состоит из 2-х частей: собственно, поршневого насоса типа СПР и гидросилителя в виде штока, соединенного с поршнем и проходящего через тарелку всасывающего клапана. В месте выхода штока из рабочей камеры насоса на тарелке клапана установлено механическое уплотнение. Гидросилитель насоса создает дополнительное усилие вниз, необходимое для преодоления всех сил сопротивления при движении колонны штанг вниз: сил механического трения штанг о трубы и плунжеры в цилиндре, гидродинамического сопротивления течению жидкости через нагнетательный клапан и др. Конструктивно данный насос имеет диаметр от 44 до 70 мм и длину хода плунжера до 6000 мм.

Альтернативным вариантом скважинного оборудования являются насосы с вакуумной камерой [5]. Работы по созданию данного оборудования проводятся на кафедре машин и оборудования нефтяной и газовой промышленности в РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. Насос работает следующим образом. Рабочая полость расположена между верхним и нижним плунжером. Всасывание пластовой жидкости в рабочую полость происходит при ходе вверх через приемный клапан расположенный в нижнем торце корпуса насоса. При ходе колонны штанг вниз в рабочей камере давление увеличивается, всасывающий клапан закрывается, открывается нагнетательный клапан и жидкость поступает в колонну НКТ. Данный насос имеет "вакуумную камеру" расположенную в нижней непроходной ступени насоса. Разрежение, возникающее в этой ступени при движении плунжера, вверх обеспечивает разность давления, действующую на нижний плунжер насоса. Возникающая при этом сила, направленная сверху вниз, обеспечивает принудительное движение плунжеров и колонны штанг при ходе головки балансира станка-качалки вниз. Главное преимущество данного оборудования заключается в том, что создаваемая дополнительная нагрузка на шток плунжера насоса не зависит от динамического уровня жидкости в скважине (в отличие от насосов дифференциального действия). Но при длине хода полированного штока станка-качалки в 3,5 метра длина такого насоса составляет чуть больше 10,5 метров. Исходя из этого было предложено заменить длинномерный стандартный плунжер на короткий поршень с механическим уплотнением. Прототипом такого поршня является поршень типа 2СП разработанный Б. С. Захаровым [6]. Благодаря данной модернизации удалось уменьшить длину насоса с 10, 5 метра до 7,8 метра.

Литература

1. Ивановский В. Н., Деговцов А. В., Сабиров А. А., Алиев Ш. А., Третьяков О. В., Мазеин И. И., Усенков А. В., Меркушев С. В., Краснобородов Д. Н. Анализ вероятности безотказной работы скважинных насосных установок с канатной штангой на месторождениях ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ" // Территория "НЕФТЕГАЗ". - Москва, 2017. - №7-8. - С. 74-80.
2. Кропачев А. В., Галкин А. Н., Уткин М. С. Оборудование производства ООО "ЭЛКАМ" для добычи нефти в осложненных условиях//Инженерная практика. - Москва, 2017. - №11. - С.?
3. Пат. 123445 Россия МКИ E21B 17/22. Канатная насосная штанга/Ивановский В.Н., Сабиров А.А., Деговцов А.В., Пекин С.С.; заявители и патентообладатели: Ивановский В.Н., Сабиров А.А., Деговцов А.В., Пекин С.С.; Заявлено. 17.09.2012; Опубл. 27.12.2012. Бюл. №36 - С.5.
4. Пат. 131801 Россия МКИ E21B 43/12. Насосная установка для эксплуатации скважин с боковым стволом/ Третьяков О. В., Мазеин И. И., Поносов Е. А., Андреев К. В., Краснобородов Д. Н., Ивановский В. Н., Сабиров А.А., Деговцов А.В., Пекин С. С., Мосин А. В., Краснов В. А., Семенов В. Н.; патентообладатели: Третьяков О. В., Мазеин И.И., Поносов Е. А., Андреев К. В., Краснобородов Д. Н., Ивановский В. Н., Сабиров А.А., Деговцов А. В., Пекин С.С., Мосин А. В., Краснов В. А., Семенов В. Н.; Заявлено. 12.07.2012; Опубл. 27.08.2013. Бюл. №24 - С.5.
5. Пат. 173961 Россия МКИ F04B 47/02, E21B 34/08, E21B 17/06. Насос с вакуумной камерой/Ивановский В. Н., Сабиров А. А., Деговцов А. В., Пекин С. С., Алиев Ш. А.; патентообладатель: ООО "ЦОНИК им. И. М. Губкина"; Заявлено. 20.07.2017; Опубл. 22.09.2017. Бюл. №17 -С.7.

6. Пат. 2162966 Россия МКИ F04В 53/14. Поршень скважинного штангового насоса/Захаров Б. С., Богомольный Е. И., Драчук В. Р., Шариков Г. Н.; патентообладатель: Захаров Б. С.; Заявлено 28.03.2000; Оpubл. 10.02.2001 Бюл. №4 - С. 4.

ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ УСТАНОВОК ВИНТОВЫХ НАСОСОВ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ

Г.Х. Пак, Р.В. Пантелеев

Научный руководитель – старший преподаватель Ю.А. Максимова

Научный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В сложившихся рыночных условиях, в частности при установившихся низких ценах на нефть, на первый план выходят вопросы повышения эффективности механизированной добычи нефти и снижения общих затрат на подъем углеводородного сырья. Снижение затрат может предполагать оптимизацию режимов работы насосов, повышение энергоэффективности и устранение преждевременных отказов погружного оборудования.

Винтовые насосы представляют собой разновидность объемного насоса, состоящую из однозаходного спиралевидного стального ротора, вращающегося внутри двухзаходного спиралевидного статора из эластомера. При вращении ротора внутри статора образуется цепочка двойных водонепроницаемых полостей, которые перемещаются вдоль оси без изменения формы и объема. К ключевым преимуществам винтовых насосов можно отнести ровный поток, высокую энергоэффективность, низкие показатели взбалтывания жидкости (уменьшение образования эмульсий), а также низкое минимально необходимое давление на входе насоса. Эффективность и ресурс винтового насоса во многом зависят от правильности его подбора. Разные эластомеры, профили насоса, погружное и наземное оборудование применяются в зависимости от добываемой жидкости и условий эксплуатации: вязкость и температура жидкости, содержание механических примесей и/или газа, наличие ароматических соединений, интенсивность набора кривизны ствола скважины, давление в пласте, ожидаемый суточный объем добычи и другие параметры [3].

Однако истощенные скважины обладают определенной тенденцией к повышенному газообразованию, что может вызвать известные проблемы в случае использования насосной системы механизированной добычи. Опыт эксплуатации винтовых насосов показывает, что, как и классические ШГН, они также уязвимы перед рядом проблем, возникающих при добыче жидкости с высоким содержанием газа. В их число входят закупоривание газосепараторов, возникновение газовых пробок, а также значительное содержание газа на входе насоса приводит к неравномерному распределению давления вдоль насоса, при этом основное нарастание давления наступает на последних ступенях статора, находящихся на выходе насоса. Это способствует увеличению напряжения и температуры в эластомере статора. Данный феномен известен как гистерезис и характеризуется сжатием газа, сосредоточенным на выходе насоса.

В 2007 году была разработана и успешно внедрена по всему миру технология насоса РСМ Moineau™ HR, которая позволяет перекачивать нефть с особенно высоким содержанием свободного газа (до 90%).

В основе технологии РСМ Moineau™ HR лежит изменение конструкции традиционного объемного винтового насоса путем добавления гидравлических регуляторов. Регуляторы обеспечивают наилучшее распределение наращиваемого давления по гидравлическому профилю, что приводит к равномерному распределению градиента давления и, следовательно, градиента температуры вдоль насоса. Несмотря на беспорядочные мультифазные структуры потока, объемный винтовой насос с гидравлическими регуляторами показывает стабильную работу и длительные сроки эксплуатации даже при высоком содержании свободного газа (высоком газовом факторе).

В качестве полностью интегрированного решения компания РСМ также может предложить автономный гидравлический привод для газовых скважин с первичным двигателем, работающим на добываемом газе, что позволяет снизить эксплуатационные расходы и обеспечить автономность скважины.

Повышенная концентрация твердых взвешенных частиц (КВЧ) в добываемой жидкости часто становится причиной высокого крутящего момента и преждевременного выхода из строя насосной системы механизированной добычи [2]. Накопление твердых частиц или механических примесей может повредить входную часть насоса и привести к неисправности рабочих органов. Винтовой насос способен работать с жидкостями с высоким содержанием твердых частиц, и для каждого набора условий применения используется соответствующий эластомер. Особое внимание уделяется подбору геометрии обкладки ротора для обеспечения наилучшего прохождения твердых частиц (механических примесей) через насос и предотвращения их дробления в насосе.

Двухфутовое удлинение ротора, известное как «лопастной ротор», может применяться для рыхления плотных отложений твердых частиц, оседающих на входе насоса. Еще один элемент – верхняя упорная втулка – обеспечивает свободное всасывание на входе любых потоков без каких-либо ограничений, сопряженных с использованием стопорных пальцев или классического упорного ниппеля. Верхняя упорная втулка – это встроенный в отверстие выхода статора инструмент, обеспечивающий простую процедуру подгонки ротора. Таким образом, нагрузка на головку ротора снижается, что способствует более эффективной эксплуатации и долговечности насоса.

Для случаев добычи жидкости с особенно высокой концентрацией твердых взвешенных частиц предлагается использовать систему винтовых насосов реверсивного потока, состоящую из двух последовательно соединенных насосов: верхнего (добывающего) и нижнего (рециркуляционного). Это позволяет создавать циркуляцию жидкости на достаточно протяженном интервале вокруг насосной системы [5].

В процессе эксплуатации добывающий насос подает жидкость на поверхность, в то время как рециркуляционный насос с обратным геометрическим строением обеспечивает рециркуляцию потока на входе насоса, предотвращая оседание механических примесей и твердых частиц.

Добывающий и рециркуляционный насосы соединяются при помощи перфорированного патрубка, который служит главным входным отверстием для обоих насосов, тогда как гибкий вал используется для соединения роторов рециркуляционного и добывающего насосов. Гибкий вал был специально спроектирован с применением высокопрочных материалов, позволяющих справляться с совмещенным эксцентрическим движением двух роторов, и располагается внутри перфорированного патрубка.

Бесштанговые установки винтового насоса с погружным электродвигателем (УЭВН) служат эффективной альтернативой винтовым насосным системам с верхним приводом и электроцентробежным насосным установкам при добыче нефти из скважин с высокой интенсивностью кривизны ствола. Высокая интенсивность набора кривизны повышает риск обрыва штанг и возникновения негерметичности НКТ при добыче нефти установками с верхним приводом. В свою очередь, наработка УЭЦН на отказ в таких условиях часто оказываются низкими вследствие возникновения газовых пробок, абразивного износа или срыва подачи.

Основные преимущества УЭВН для названных условий эксплуатации в сравнении с установками других типов следующие [1]:

- пониженная вероятность возникновения неисправностей;
- возможность использования установок более высокой производительности ввиду отсутствия штанг;
- более низкие эксплуатационные затраты благодаря более низкому удельному энергопотреблению и меньшими затратами на ремонт скважины;
- возможность применять винтовые насосы на шельфовых месторождениях (в сочетании с забойным предохранительным клапаном SSSV).

Стандартные приводы погружных винтовых насосов включают индуктивные электродвигатели ЭЦН в сочетании с редуктором. Чаще всего это индукционные (асинхронные) погружные электродвигатели (ПЭД), разработанные для эксплуатации на скорости 3000 об/мин (50 Гц) с номинальной мощностью от 10 до 2000 лошадиных сил. Также возможны альтернативные решения с четырех - или шестиполюсными двигателями, номинальная скорость вращения которых ниже в два или три раза, соответственно. Однако увеличение количества полюсов требует увеличения длины двигателя для обеспечения той же мощности (так как увеличивается количество электрических обмоток), что может послужить ограничением для наклонно-направленных скважин.

В качестве энергоэффективного решения вместо асинхронных ПЭД могут использоваться вентильные (синхронные) электродвигатели (ВЭД) на постоянных магнитах, не требующие применения редукторов. ВЭД создают мощный крутящий момент при низкой скорости вращения вала.

С момента появления винтового насоса с погружным электродвигателем для применения в механизированной добыче основным препятствием для освоения рынка оставалась низкая надежность гибкого вала и редуктора. Однако за последние несколько лет быстрое развитие математического моделирования гибкого вала и применения вентильных двигателей сделало УЭВН весьма привлекательным решением для механизированной добычи.

Литература

1. Дроган Н.Ю. Опыт эксплуатации одновинтовых насосных установок на месторождениях НГДУ «ТАЛАКАННЕФТЬ» ОАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ» // Инженерная практика. – 2017. – № 3. – с. 16–18.
2. Луи-Этьенн П. Опыт успешного применения объемных винтовых насосов в механизированной добыче // Инженерная практика. – 2017. – № 2. – с. 36–38.
3. Максимов В.П. Эксплуатация нефтяных месторождений в осложненных условиях. – М.: Недра, 2006. – 240 с.
4. Фастовец А.В., Шарманов С.А. Мониторинг и оптимизация работы скважин с УЭЦН. Повышение эффективности эксплуатации скважин с помощью УЭВН // Инженерная практика. – 2015. – № 12. – с. 4–6.
5. Феофилактов С.В., Холин Д.С. Система управления и мониторинга для установок штанговых винтовых насосов // Инженерная практика. – 2017. – № 9. – с. 21–23.
6. Ямалиев Р.Р., Мотин А. А. Технологии и оборудование для повышения эффективности эксплуатации осложненного фонда скважин // Инженерная практика. – 2017. – № 9. – с. 24–26.

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ЭФФЕКТИВНОМУ УПРАВЛЕНИЮ ЗАВОДНИЕМ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Р.В. Пантелеев, Г.Х. Пак

Научный руководитель – старший преподаватель Ю.А. Максимова

Научный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время в мире становится все меньше запасов нефти. В связи с этим остро встает проблема неэффективной разработки нефтяных месторождений. При разработке нефтяных месторождений для вытеснения нефти к добывающим скважинам, повышения текущих темпов отбора запасов и увеличения конечного коэффициента извлечения нефти (КИН) широко используется закачка воды в нефтяной пласт. Система разработки с использованием системы поддержания пластового давления закачкой воды является весьма сложным процессом, в связи с тем, что месторождения характеризуются сложным, разнообразным строением пластов, а так же сложностью процессов, происходящих внутри них, при воздействии тем или иным способом. В настоящее время в мире все

сильнее совершенствуются методы исследований, направленных на более детальное изучение структуры каждого отдельного месторождения, но даже самые инновационные методы не всегда могут дать нам детальную и однозначную информацию о таком сложном объекте, как нефтяное месторождение. Выходом из данной ситуации может служить использование сочетаний различных методов анализа, для получения наиболее полной информации об эффективности разработки. При использовании метода поддержания пластового давления путём закачки воды в пласт, детальный анализ эффективности системы заводнения необходим для принятия эффективных решений по ее совершенствованию, что, в свою очередь, служит одним из важнейших инструментов совершенствования всего процесса разработки месторождения.

Цель анализа эффективности системы поддержания пластового давления заключается в определении единого, наиболее эффективного подхода к анализу влияния реализуемой системы заводнения на энергетическое состояние пласта, а также на процесс выработки запасов.

Существует три направления анализа эффективности системы заводнения. Первое направление – качественная характеристика системы заводнения, которая включает в себя реализацию проектной системы (соблюдение решений предыдущего проектно-технологического документа), оценку типа сформированной системы заводнения (площадное, очаговое, приконтурное) и интенсивности заводнения (соотношение добывающих и нагнетательных скважин, устьевые и забойные давления закачки). Второе направление включает анализ таких показателей системы заводнения, как закачка, приемистость, компенсация отборов закачкой, а также детализацию оценки системы заводнения по блокам, участкам, элементам разработки и элементам заводнения. Третье направление посвящено анализу характеристик энергетического состояния пласта и включает сопоставление давлений в зоне отбора, закачки и среднего по залежам, построение карты изобар, оценку изменения давления по площади и анализ динамики энергетического состояния пласта.

Методика анализа системы заводнения основана на комплексном анализе технологических показателей работы скважин, информации по промыслово-геофизическим исследованиям, изменений технологических показателей за период, расчетах поскважинной компенсации, эмуляции гидропрослушивания и т.д.

Методика эффективного подхода к управлению заводнением реализуется в четыре этапа [2]:

- сбор и подготовка исходных данных;
- анализ интенсивности воздействия на пласт;
- анализ изменения технологических показателей;
- формирование рекомендаций по совершенствованию системы заводнения.

Для оценки динамики формирования системы заводнения используют стандартные инструменты:

- соотношение добывающих и нагнетательных скважин;
- распределение нагнетательных скважин по величине приемистости;
- изменение охвата нагнетательным фондом по площади.

Оценка энергетического состояния пласта производится для выявления расположения зон с наибольшим снижением пластового давления, определения потерь давления в пласте и эффективности системы заводнения. Для данной оценки используется карта пластового давления, данные по динамике пластовых и забойных давлений и перепаду давлений между добывающими и нагнетательными скважинами.

Чтобы детально рассмотреть причины значительного снижения пластового давления, определить участки с низкоэффективным заводнением, выделить скважины с возможной негерметичностью эксплуатационной колонны и внутрипластовыми перетоками и скважины с негативным влиянием закачки на обводненность добываемой продукции, необходимо сопоставить различные параметры.

Для оценки интенсивности воздействия на пласт требуется проанализировать данные промыслово-геофизических исследований, построить карту соотношения работающей толщины к общей толщине пласта. По результатам анализа соотношения толщин определить скважины с наименьшим значением для проведения перфорационных работ. Для выявления случаев обводнения скважин нагнетаемой водой используется сопоставление обводненности и приемистости на момент начала роста обводненности. Также необходимо провести анализ роста обводненности. Результатами являются значения текущей и накопленной компенсации по каждой скважине, которые представляются в виде карты.

Для оценки изменения технологических показателей и влияния закачки на работу добывающих скважин по всем скважинам объекта рассчитываются следующие параметры [5]:

- снижение пластового давления;
- изменение пластового давления относительно начального;
- снижение динамического уровня;
- потери добычи жидкости (снижение дебита жидкости).

Полученные параметры по каждой скважине необходимо сопоставить друг с другом, а также со значениями текущей и накопленной компенсации.

Для формирования выводов об энергетическом состоянии пласта и рекомендаций по совершенствованию системы разработки все скважины условно подразделяются группы, согласно эффективности их работы по итогам комплексного анализа [6]:

- скважины с недостатком закачки;
- скважины с недокомпенсацией;
- скважины с неэффективно сформированной системой поддержания пластового давления;
- скважины с потенциальным прорывом.

Для каждой выделенной группы скважин, соответствии с технологическими показателями работы скважин, формируются рекомендации по совершенствованию процесса разработки.

Таким образом, грамотно используя комплексный анализ эффективности системы заводнения, можно получить наиболее полный эффект от использования данной системы как в технологическом, так и в экономическом плане.

Литература

1. Анкудинов А.А., Ваганов Л.А. Методика распределения объемов закачиваемой воды по площади нефтяного месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2013. – № 9. – С. 19-24.
2. Анкудинов А.А., Ваганов Л.А. Анализ эффективности системы заводнения с применением метода материального баланса // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 10. – С. 63-66.
3. Анкудинов А.А., Ваганов Л.А. Экспресс-оценка сложившейся системы ППД методами многофакторного анализа и материального баланса // Инженерная практика. – 2015. – № 6-7. – С. 8-11.
4. Уолкотт Д. Разработка и управление месторождениями при заводнении. – М.: Schlumberger, 2001. – 144 с.
5. РД 153-39.0-110-01. Методические указания по геологопромысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений.
6. Соколов С.В. Практика проектирования, анализа и моделирования разработки нефтяных месторождений. – М.: Наука, 2008. – 200 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ДИНАМИКИ ОБРАЗОВАНИЯ И РАЗЛОЖЕНИЯ ГИДРАТА МЕТАНА В НЕФТЯНЫХ ДИСПЕРСИЯХ В СТАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ И ПРИ ПЕРЕМЕШИВАНИИ Д.М. Полюхов

Научный руководитель – научный сотрудник А.С. Стопорев
Институт неорганической химии СО РАН, г. Новосибирск, Россия

Газовые гидраты – это соединения включения, каркас которых состоит из молекул воды. Структура каркаса имеет полости, в которых располагаются молекулы газов [9]. Один из всплесков исследований газовых гидратов был связан с обнаружением проблем образования гидратных пробок при нефтегазодобыче [3, 7]. Существенные финансовые и экологические угрозы несет за собой возможность образования гидратных пробок в скважинах и внутрипромысловый арматуре [8]. Большое количество работ, посвященное изучению газовых гидратов, было направлено на определение термодинамических условий их стабильности [например: 3,14]. В последнее время получили распространение работы, посвященные исследованию кинетики образования и разложения гидратов в системах вода – нефть [2, 13]. Объектом исследования таких работ в основном являются модельные системы, когда в качестве масляной фазы выступают пентан, декан и др. органические жидкости, а в качестве гидратообразующего компонента – циклопентан, тетрагидрофуран, CO_2 [5, 6, 7]. Такого рода системы существенно отличаются от промысловых условий, где в качестве гидратообразователя выступает природный газ, основным компонентом которого является метан. Этим обусловлена актуальность исследования образования и разложения газовых гидратов в условиях, наблюдаемых в реальных системах: водонефтяные эмульсии и метан, этан, пропан как гидратообразующие вещества.

Процесс образования газовых гидратов в нефтяных дисперсиях начинается с нуклеации. Вначале образуется тонкая пленка гидрата на поверхности частицы. Далее рост гидрата продолжается согласно модели сжимающейся сферы. Корка сформировавшегося гидрата ограничивает диффузию гидратообразующего компонента к зоне протекания реакции. В это же время может проходить агломерация частиц [1].

При разложении газовых гидратов при температуре ниже 0°C возможно проявление эффекта самоконсервации, что приводит к резкому снижению скорости их разложения [10, 11]. Заключается этот феномен в следующем: 1) поверхностный слой гидрата разлагается на переохлажденную воду и газ [16]; 2) замерзание данной воды приводит к формированию корки льда на поверхности гидратной частицы, что препятствует ее дальнейшему разложению. С этого момента скорость разложения гидрата замедляется и лимитируется диффузией метана через корку льда.

Перед использованием образцы нефти были выдержаны при 80°C в течение 6 часов и отфильтрованы для удаления растворенных газов и механических примесей. Эмульсия была получена из дистиллированной воды и нефти (50/50 масс. %) при перемешивании миксером (800 об/мин) при комнатной температуре (20°C) без добавления ПАВ. Эмульсия воды в данной нефти устойчива в течение длительного времени (более года), вследствие стабилизации компонентами нефти.

Для изучения кинетики образования гидрата метана в эмульсии навеска (около 50 г образца) загружалась в автоклав. Далее свободный объем аппарата высокого давления промывался метаном и в камере задавались начальное давление (115-130 бар) и необходимая скорость перемешивания (150-350 об/мин). Затем автоклав быстро охлаждался до 1°C и система выдерживалась при данной температуре в течение 20 часов (рис. 1). Начало гидратообразования отслеживали по одновременному падению давления и скачку температуры.

Анализ полученных данных показывает, что в статических условиях в начальный момент максимальная скорость образования гидрата метана составляет около 30 мкмоль/мин на грамм образца. Далее скорость образования уменьшается, а основная часть гидрата образуется со скоростью около 1 мкмоль/мин. В случае образования гидрата метана в нефтяной эмульсии в условиях перемешивания наблюдаемая картина существенно отличается от таковой в статических условиях. На кинетической кривой здесь можно выделить хорошо различимые 2 этапа (рис. 1). На первом этапе идет относительно медленное образование гидрата метана; этот период имеет линейный или близкий к линейному характеру (участок 1 на рис. 1). В определенный момент начинается увеличение

скорости образования, сопровождающееся значительным ростом температуры. На втором этапе происходит быстрое образование гидрата метана вплоть для полного превращения воды в гидрат (участок 2 на рис. 1). Первый «медленный/линейный» этап может проходить в течение длительного времени: от десятков до тысячи минут. Длительность этого периода – аналога периода индукции автокаталитического процесса (ПИАП) – зависит от таких параметров системы, как давление и скорость перемешивания. Увеличение давления или скорости перемешивания ведет к уменьшению значения ПИАП (рис. 2). Влияние других параметров (размер частиц воды, состав нефти, переохлаждение), которые возможно также будут влиять на значение ПИАП, в данной работе не исследовалось. Такого рода перегибы на кинетической кривой свидетельствуют об изменении режима реакции, что может говорить о смене топохимического механизма [15]. В работе [12] авторы, которые наблюдали схожее явление при исследовании образования гидратов в прямых эмульсиях, называют подобный момент изменения скорости реакции временем индукции образования пробки. В обратных эмульсиях явления двухэтапного образования гидратов чистых газов ранее, насколько нам известно, не наблюдалось.

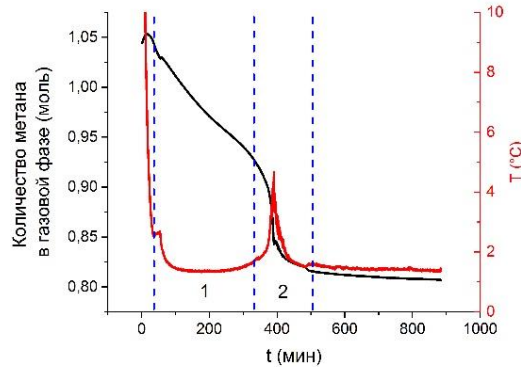


Рис.1 Образование гидрата метана при перемешивании

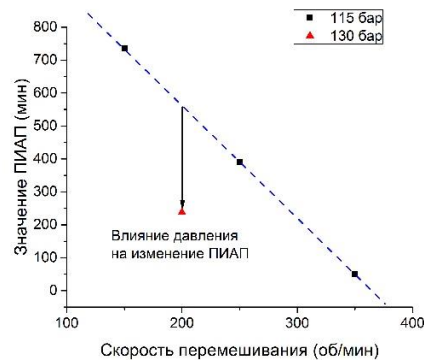


Рис.2 Влияние скорости перемешивания и давления на значение ПИАП

Также в работе было проведено исследование влияние интенсивного перемешивания на процесс самоконсервации. При перемешивании эффективность самоконсервации составила от 70% до 40% при температурах от -20°C до -5°C , таким образом, обнаружено, что увеличение скорости перемешивания заметно увеличивает эффективность самоконсервации во всем диапазоне температур от -20 до -5°C . В условиях отсутствия перемешивания эффективность самоконсервации составляет около 30% (по 1 г эмульсии на держатель образца, толщина слоя – 2-3 мм) при температуре -10°C .

Таким образом, полученные в этой работе данные показывают, что наличие перемешивания заметно меняет кинетику процессов образования и разложения газовых гидратов, и показывают нетривиальность топохимического механизма реакции гидратообразования в водонефтяных эмульсиях. Дальнейшие исследования в данном направлении позволят приблизиться к пониманию истинного механизма роста и разложения газовых гидратов в нефтяных дисперсных системах, что поможет контролировать данные процессы в полевых условиях.

Литература

1. Christiansen R. L., Sloan E. D. Mechanisms and kinetics of hydrate formation //Annals of the New York Academy of Sciences. – 1994. – Т. 715. – №. 1. – С. 283-305.
2. Dalmazzone D., Hamed N., Dalmazzone C. DSC measurements and modelling of the kinetics of methane hydrate formation in water-in-oil emulsion //Chemical Engineering Science. – 2009. – Т. 64. – №. 9. – С. 2020-2026.
3. Englezos P., Bishnoi P. R. Prediction of gas hydrate formation conditions in aqueous electrolyte solutions //AIChE Journal. – 1988. – Т. 34. – №. 10. – С. 1718-1721.
4. Hammerschmidt E. G. Formation of gas hydrates in natural gas transmission lines //Industrial & Engineering Chemistry. – 1934. – Т. 26. – №. 8. – С. 851-855.
5. Huo Z. et al. Hydrate plug prevention by anti-agglomeration //Chemical Engineering Science. – 2001. – Т. 56. – №. 17. – С. 4979-4991.
6. Koh C. A. et al. Mechanisms of gas hydrate formation and inhibition //Fluid Phase Equilibria. – 2002. – Т. 194. – С. 143-151.
7. Raman A. K. Y. et al. A comparison of the rheological behavior of hydrate forming emulsions stabilized using either solid particles or a surfactant //Fuel. – 2016. – Т. 179. – С. 141-149.
8. Sloan E. D. Natural gas hydrates in flow assurance. – Gulf Professional Publishing, 2010.
9. Sloan Jr E. D., Koh C. Clathrate hydrates of natural gases. – CRC press, 2007.
10. Stern L. A. et al. Temperature, pressure, and compositional effects on anomalous or "self" preservation of gas hydrates //Canadian Journal of Physics. – 2003. – Т. 81. – №. 1-2. – С. 271-283.
11. Takeya S. et al. Particle size effect of CH₄ hydrate for self-preservation //Chemical engineering science. – 2005. – Т. 60. – №. 5. – С. 1383-1387.
12. Talatori S., Barth T. Rate of hydrate formation in crude oil/gas/water emulsions with different water cuts //Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2011. – Т. 80. – №. 1. – С. 32-40.
13. Turner D. J., Miller K. T., Sloan E. D. Methane hydrate formation and an inward growing shell model in water-in-oil dispersions //Chemical Engineering Science. – 2009. – Т. 64. – №. 18. – С. 3996-4004.

14. Zatsepina O. Y., Buffett B. A. Thermodynamic conditions for the stability of gas hydrate in the seafloor //Journal of Geophysical Research: Solid Earth. – 1998. – Т. 103. – №. В10. – С. 24127-24139.
15. Zerpa L. E. et al. Multiphase flow modeling of gas hydrates with a simple hydrodynamic slug flow model //Chemical Engineering Science. – 2013. – Т. 99. – С. 298-304.
16. Мельников В. П., Нестеров А. Н., Решетников А. М. ОБРАЗОВАНИЕ ПЕРЕОХЛАЖДЕННОЙ ВОДЫ ПРИ ДИССОЦИАЦИИ ГИДРАТОВ ПРОПАНА ПРИ $T < 270$ К //Доклады Академии наук. –, 2007. – Т. 417. – №. 2. – С. 217-220.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА ДЛЯ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ЛИНЕЙНОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

А.А. Самарин

Научный руководитель – старший преподаватель О.В. Носова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время, благодаря современным тенденциям перехода к автономному энергообеспечению, большое распространение получили газопоршневые электростанции, использующие в качестве топлива попутный нефтяной газ. В основе их работы лежит принцип действия двигателя внутреннего сгорания. Двигатель внутреннего сгорания – это разновидность двигателя, в которой энергия топлива, сгорая в рабочей зоне, переходит в механическую работу. Но для таких установок нефтяной газ требуется обязательно и тщательно подготовить. Опыт эксплуатации показывает, что в ряде случаев их устойчивая работа наблюдается при пониженной мощности (60–70% номинальной) а, при работе газопоршневых электростанций на неподготовленном попутном газе наблюдается повышение нагрузки, что приводит к детонации и перегреву двигателей, вызывая аварийную остановку и наступление более раннего капитального ремонта [1].

Качество нефтяного газа, направляемого для питания газопоршневых электростанций, зависит от термобарических условий сепарации и качества сепарации нефти. Главной характеристикой топливного газа, поступающего на газопоршневые установки, является метановый индекс [2]. Требования к качеству топливного газа задают производители газопоршневых электростанций. На Линейном нефтяном месторождении используются установки марки Caterpillar G3516 и газопоршневой двигатель-генератор ГДГ-90. Рекомендованный диапазон характеристик газового топлива для данных установок представлен в таблице 1.

Таблица 1

Рекомендованный диапазон характеристик газового топлива для установок марки Caterpillar G3516 и газопоршневой двигатель-генератор ГДГ-90

Минимальное мольное содержание метана, %	70
Минимальный метановый индекс	52
Низшая теплота сгорания, МДж/м ³	30-36

Метановый индекс – это показатель, который характеризует способность газов к бездетонационному сгоранию. Он показывает объемное содержание метана в смеси метана и водорода, которая начинает детонировать при таком же сжатии, что и проверяемый газ. Величина индекса имеет нижний предел, ниже которого при эксплуатации газопоршневых электростанций не обеспечивается требуемая мощность.

На Линейном месторождении газ для газопоршневых электростанций отбирается на установке предварительного отбора газа, а также на первой и второй ступени сепарации. В ходе работы для определения компонентного состава газа после каждой ступени сепарации была построена модель установки подготовки нефти Линейного месторождения. Модель выполнена в программе Aspen HYSYS и показана на рисунке 1. Компонентный состав нефтяного газа после установки предварительного отбора газа, а также на первой и второй ступени сепарации представлены в таблице 2.

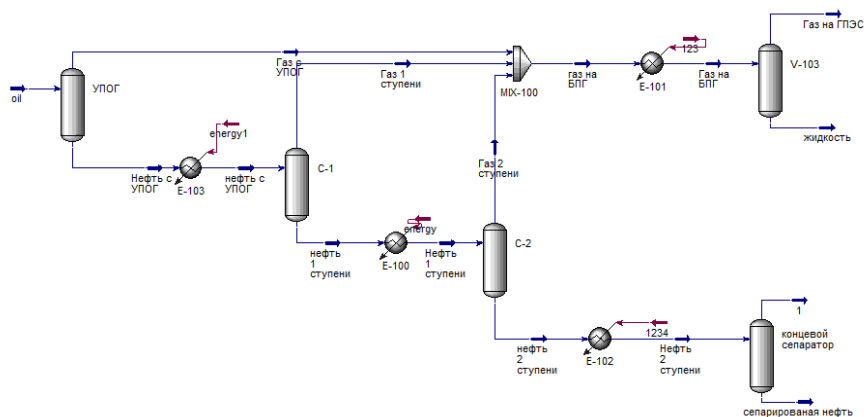


Рис.1 Модель установки подготовки нефти Линейного месторождения для определения компонентного состава газа после каждой ступени сепарации

Таблица 2

Компонентный состав нефтяного газа после установки предварительного отбора газа, а также на первой и второй ступени сепарации

Состав, параметры	Молярная концентрация, %					Нефть после сепарации
	Нефть пластовая	Газ на ступенях сепарации			Газ на ГПЭС	
		УПОГ	1 ступень	2 ступень		
CO ₂	0,51	2,07	2,14	2,77	2,28	0,01
N ₂	0,53	2,9	2,78	0,73	3,54	0,00
CH ₄	14,16	71,7	70,03	44,47	69,29	0,02
C ₂ H ₆	2,74	8,8	8,86	15,67	9,46	0,29
C ₃ H ₈	7,04	9,8	10,21	22,58	10,74	3,55
i-C ₄ H ₁₀	2,13	1,28	0,92	2,13	1,4	2,12
n-C ₄ H ₁₀	6,09	2,58	3,68	8,51	2,49	5,36
i-C ₅ H ₁₂	2,63	0,4	0,34	0,78	0,41	3,22
n-C ₅ H ₁₂	3,40	0,4	0,58	1,34	0,35	4,04
C ₆ H ₁₄ +высшие	60,77	0	0,46	1,02	0,06	81,39
Давление, МПа		0,6	0,55	0,3	0,2	
Температура, °С		15	15	25	30	
ДНП, КПа						20,11
Низшая теплота сгорания, МДж/м ³					32	

На основании данных по составам газов, полученных после сепарации при различных значениях давлений и температур 1 ступени сепарации, был произведен расчет метанового индекса для газа, направляемого на газопоршневые электростанции. Результаты расчетов приведены в таблице 3, а их зависимости на рисунках 2, 3. В настоящее время отсутствует единая методика расчета метанового индекса. В работе для расчета метанового индекса использовали методику Американского исследовательского института газа [3].

Таблица 3

Метановый индекс и молярная концентрация метана для газа, направляемого на питание газопоршневой электростанции при различных давлениях и температурах на первой ступени сепарации

P	0,3 МПа				0,4 МПа				0,5 МПа			
	T, °C	10	15	20	25	10	15	20	25	10	15	20
Метановый индекс	47,3	46,6	44,3	43,2	50,5	49,7	48,1	47,1	52,7	51,4	50,9	49,9
Молярное содерж. метана, д.ед.	0,51	0,5	0,49	0,47	0,64	0,63	0,62	0,6	0,69	0,68	0,67	0,66
P	0,6 МПа				0,7 МПа							
	T, °C	10	15	20	25	10	15	20	25			
Метановый индекс	55,3	54,6	53,2	52,8	57,1	56,8	55,3	53,9				
Молярное содерж. метана, д.ед.	0,72	0,71	0,71	0,705	0,74	0,73	0,73	0,72				

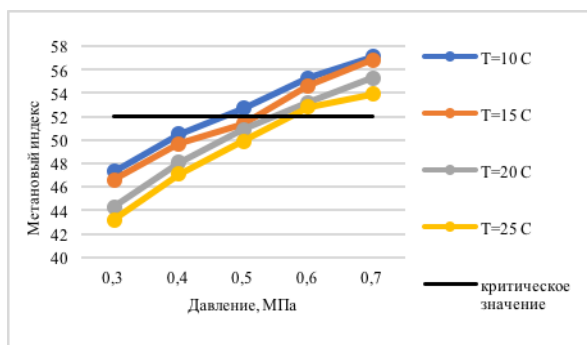


Рис.2 зависимость метанового индекса первой ступени сепарации Линейного месторождения от давления для температур 10, 15, 20, 25 °C

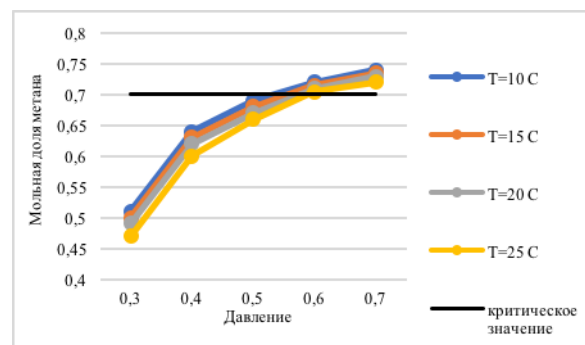


Рис.3 зависимость молярной доли метана первой ступени сепарации Линейного месторождения от давления для температур 10, 15, 20, 25 °C

Минимальная критическая величина метанового индекса составляет 52, а молярная доля метана 70%. Такая величина согласно расчетам, обеспечивается:

- При давлении сепарации 0,6, 0,7 МПа и температуре сепарации 10-25 °C;
- При давлении сепарации 0,5 МПа и температуре сепарации 10 °C.

Для исправной работы газопоршневой электростанции необходимо установить давление и температуру, при которых метановый индекс будет оставаться на уровне 54-56, а молярная доля метана будет более 70%. В этом

случае при температуре на первой ступени сепарации установки подготовки нефти Линейного месторождения от 10 - 15 °С, давление в аппарате должно быть не менее 0,6 МПа.

Литература

1. Тарасов М.Ю., Иванов С.С. Подготовка нефтяного газа для питания газопоршневых электростанций // Нефтяное хозяйство. – 2009. – №2. – С. 46-49.
2. Щербатюк В.М. Промысловые установки подготовки топливного газа // Сфера Нефтегаз. – 2006. – №1.
3. Effect of Fuel Composition on the Operation of a Lean-Burn Natural Gas Engine/Clark, Nigel N., Mott, Gregory E., Atkinson, deJong, Remco J. and et. // Society of Automotive Engineers, Inc. – 1995.

АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ГОРИЗОНТАЛЬНОМ УЧАСТКЕ СТВОЛА СКВАЖИНЫ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ: ВЫБОР ДЛИННЫ СКВАЖИНЫ

К.В. Синебрюхов

Научный руководитель – профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

С каждым годом уменьшается количество нефти, залегающей на месторождениях с большой проницаемостью, остаточная нефть остается в горизонтах с низкой проницаемостью, вводится в эксплуатацию все больше месторождений с низкопроницаемым коллектором. Для поднятия нефти, залегающей в низкопроницаемых коллекторах, на поверхность необходимо использовать эффективные технологии. Для данной проблемы такой технологией является многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП) [3,6].

Технология многостадийного гидроразрыва пласта не новая, однако, на месторождениях Западной Сибири ее применения начались не так давно. Для данной технологии необходимо пробурить скважину с горизонтальным окончанием и провести на горизонтальном участке несколько стадий гидроразрыва пласта с определенным расстоянием между стадиями, тем самым получив рядом с горизонтальным участком ствола зону с большой проницаемостью, что позволит отбирать больше жидкости.

Однако не везде данная технология показывает желаемые результаты в виде положительной экономики и повышения дебита скважин. Успешность проекта зависит от изученности объекта разработки, правильного технологического выполнения бурения и проведения МГРП, выбора правильных параметров скважины и так далее. Одним из самых важных параметров при использовании многостадийного гидроразрыва пласта на горизонтальном участке скважины является выбор длины горизонтального участка [5].

Объект и метод исследования:

Для проведения исследования были выбраны скважины с горизонтальным стволом (в том числе боковые зарезки горизонтального ствола [2]) на которых были проведены две или более стадий ГРП. Скважины отобраны с 7 месторождений, расположенных в Западной Сибири, все скважины вскрывают продуктивные пласты Юрских отложений [4]. В выборке участвовали скважины с длиной горизонтального участка от 190 м до 880 м, количество стадий на данных скважинах от 2 до 7.

Все скважины, участвующие в исследовании, были классифицированы по:

1. Проницаемости
 - а) Скважины с проницаемостью меньше 10 мД (низкопроницаемый коллектор);
 - б) Скважины с проницаемостью больше 10 мД
2. Месту расположения
 - а) Краевая зона месторождения (Рисунок 1а)
 - б) Разрабатываемая зона месторождения (Рисунок 1б)

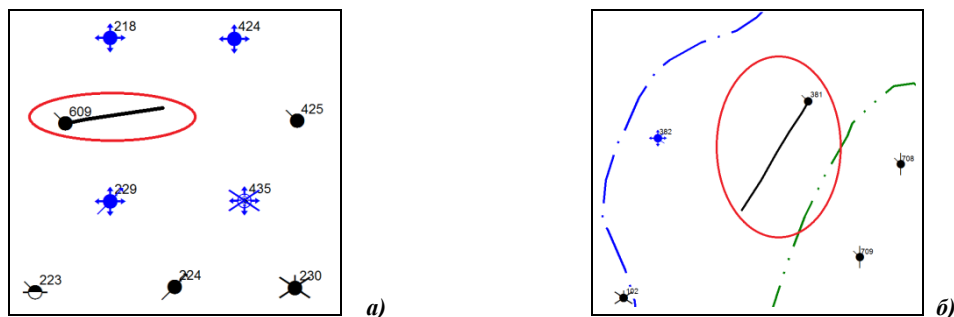


Рис. 1 Расположение скважины на месторождении: а) разрабатываемая зона, б) крайевая зона

Анализ полученных результатов:

На рисунке 2а и 2б показана зависимость дебита жидкости от длины горизонтального участка ствола скважины в краевой и разрабатываемой зонах эксплуатируемого месторождения. Для скважин, пробуренных в породе коллекторе с проницаемостью ниже 10 мД (см. рисунок 2а) при расположении скважины в краевой части

месторождения и в разрабатываемой части месторождения мы видим тенденцию к линейному увеличению дебита жидкости в зависимости от длины ствола. При этом корреляции данных очень близки, различаются на 17,9 %. Совсем другая ситуация на рисунке 26, проницаемость больше 10 мД. Где корреляция зависимости дебита от длины скважин для краевой зоны равна 0,0945, а для разрабатываемой зоны месторождения – 0,5079. Это означает, что в краевой зоне облако значений не имеет предложенной зависимости, а в разрабатываемой зоне месторождения наблюдается сильная линейная зависимость.

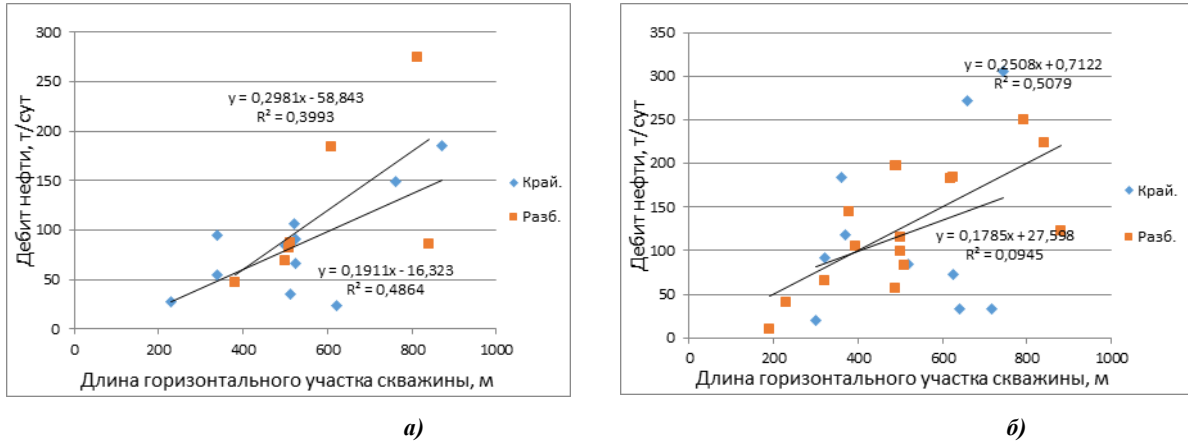


Рис. 2 Зависимость дебита жидкости от длины горизонтального участка скважины в краевой и разрабатываемой зонах эксплуатируемого месторождения, а) проницаемость <math>< 10 \text{ мД}</math>, б) проницаемость >math>> 10 \text{ мД}</math>

На рисунке 3 показана зависимость стартовых дебитов нефти и жидкости от количества стадий ГРП на горизонтальном участке ствола скважины. Результатом исследования стала слабая зависимость, выраженная слабой корреляцией, как для нефти (0,2798), так и для жидкости (0,1977).

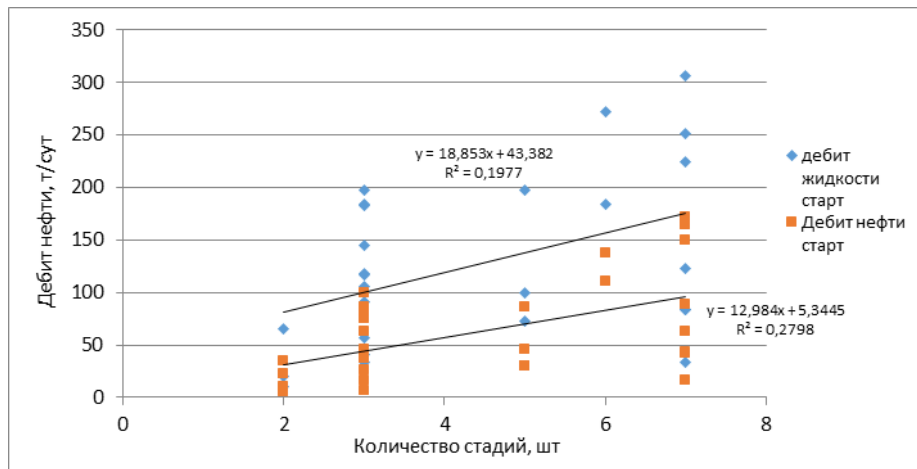


Рис. 3 Зависимость запусковых дебитов нефти и жидкости от количества стадий

Выводы:

По результату проделанных исследований можно сделать несколько выводов:

1. При проницаемости породы коллектора ниже 10 мД при стартовом запуске скважины с применением технологии МГРП на горизонтальном участке скважины мы наблюдаем линейную зависимость дебита жидкости от длины горизонтального участка и для краевого расположения скважины, и для скважин, располагаемых в разрабатываемой части месторождения. При приведении экономических расчетов в каждом конкретном случае можно будет получить «перегиб», при котором экономические показатели применения данной технологии пойдут на спад при дальнейшем увеличении длины горизонтального участка скважины.

2. При проницаемости породы коллектора больше 10 мД при стартовом запуске скважины с применением технологии МГРП на горизонтальном участке скважины мы наблюдаем полное отсутствие зависимости дебита нефти от длины горизонтального при расположении скважины в краевой зоне, и четкую линейную зависимость, при расположении скважины в разрабатываемой зоне месторождения. Это может быть связано с такими параметрами: плохая изученность краевой зоны объекта разработки, отсутствие системы ППД с краевой зоны, отсутствие компенсации давления.

3. Дальнейшее использование и анализ данной технологии поможет повысить точность проводимых исследований, увеличив количество точек и уточнив корреляцию. Для полноты картины в выборку должны попасть

скважины с длиной горизонтального участка ствола более 880 м и скважины, на которых было проведено более 7 стадий ГРП.

4. В данной выборке наблюдается слабая корреляция зависимости стартовых показателей нефти и жидкости от количества стадий ГРП. Скорее всего это связано с технологическими ошибками при исполнении данной технологии [1].

Литература

1. Алероев А.А., Веремко Н.А., Чертенков М.В., Елкин С.В., «Модель для расчета дебита флюида горизонтальной скважины в зависимости от числа трещин ГРП» // Нефтяное хозяйство, 2016 - №1. Стр. 64-67.
2. Гилязов Р.М. Бурение нефтяных скважин с боковыми стволами. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 255 с.
3. Муляк В.В., Чертенков М.В., Шамсуаров А.А., Потрясов А.А., Шкандратов В.В., Шаламова В.И., Вахрушев В.В., Сартаков А.М. «Повышение эффективности вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов с применением многозонных гидроразрывов пласта в горизонтальных скважинах» // Нефтяное хозяйство, 2011 - №11. Стр. 48-51.
4. Чертенков М.В., «Подходы к планированию операции МГРП на примере юрских отложений Урьевского месторождения» // Нефтяное хозяйство, 2017 - №2. Стр. 76-77.
5. Чертенков М.В., Веремко Н.А., Метт Д.А. «Гидродинамические исследования скважин как инструмент оценки эффективности методов интенсификации добычи нефти» // Нефть, газ и бизнес 2015г. - №5. Стр. 60-63.
6. Чертенков М.В., Ковальчук С.П., Золова И.В., Козлов В.Я., Портянников А.Д., Видякин В.В. «Планирование и управление разработкой месторождений: новые подходы, современные решения» // Нефтяное хозяйство, 2013 - №9. Стр.82-85.

ИЗМЕНЕНИЕ СОСТАВА ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ ПРИ ЛАБОРАТОРНОМ МОДЕЛИРОВАНИИ ПРОЦЕССОВ НЕФТЕВЫТЕСНЕНИЯ

К.А. Степанцова, Д.И. Чуйкина

Научные руководители: доцент А.И. Левашова¹, ведущий инженер Д.И. Чуйкина²

¹ **Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**

² **ФГБУН Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия**

Современное развитие нефтедобывающей отрасли направлено на разработку месторождений с трудно извлекаемыми запасами нефти. Особенностью таких залежей часто являются сложное геологическое строение и ухудшенные коллекторные свойства. Для эксплуатации таких месторождений разрабатывают наиболее эффективные методы для увеличения нефтеотдачи, разнообразные по принципу действия. Наиболее актуальные исследования направлены на создания максимально автономных систем увеличения нефтеотдачи, основанных на использовании «интеллектуальных» композиций реагентов, неприхотливых к климатическим условиям транспортировки и хранения, не требующих дополнительной подготовки в эксплуатации и вместе с тем способных после закачки в пласт сохранять длительное время высокую нефтевытесняющую активность, а также увеличивать степень охвата пласта заводнением или иным активным воздействием. Разработка новых технологий не возможна без фундаментальных исследований, направленных на изучение состава остаточной нефти после применения заводнения, химических реагентов и т.д.

В ИХН СО РАН для увеличения нефтеотдачи месторождений с различными геолого-физическими условиями, в том числе залежей высоковязких нефтей Усинского месторождения, разработаны различные композиции: нефтевытесняющая кислотная композиция пролонгированного действия ГБК на основе ПАВ, аддукта неорганической кислоты и многоатомного спирта, а также загущенная композиция НИНКА на основе ПАВ, карбамида, солей аммония и алюминия с регулируемой вязкостью и щелочностью [1].

При техногенном воздействии на пластовую нефть, заключающемся в создании гидродинамических потоков воды и нефти в залежи, закачки вытесняющих агентов в продуктивный пласт и происходящих вследствие этого физико-химических процессов взаимодействия между пластовыми и закачанными жидкостями, наблюдается изменение состава и свойств добываемой нефти. В результате техногенного воздействия пластовая нефть выводится из состояния начального термодинамического равновесия между нефтяными компонентами с породой, пластовой водой и т.д. Вследствие этого происходят процессы перераспределения компонентов между подвижной и остаточной составляющими пластовой нефти, изменяются значения внутренней энергии системы: пластовая жидкость – поверхность коллектора [2]. Поэтому химический состав добываемых и остаточных нефтей существенно различается. Однако этот вопрос в литературе освещен недостаточно.

Для исследования изменения состава нефти на разных этапах вытеснения проводили на установке по физическому моделированию, согласно ГОСТа 39-195-86 применяли изовязкостную модель нефти, для чего к нативной нефти добавляли 30 % керосина. Вытеснение нефти проводили водой с последующим довытеснением композициями ГБК и НИНКА проводили из насыпной модели, состоящей из двух параллельных колонок высотой 90 см, диаметром 2 см, с различной проницаемостью.

Изучение состава включало в себя методы экстракции, жидкостно-адсорбционной хроматографии (ЖАХ), газовой хромато-масс-спектрометрии (ГХМС), электронной спектрометрии. Остаточную нефть экстрагировали с кернового материала смесью спирт : хлороформ. Дальнейшее разделение всех образцов нефти проводили по схеме, включающей в себя выделение асфальтенов холодным методом Гольде, и последующее элюирование масел и смол горячей экстракцией с силикагеля в аппарате Сокслета. Содержание масел, смол и асфальтенов определяли гравиметрическим методом. Фракции, содержащие углеводороды и металлопорфирины, были получены

последовательным элюированием растворителями различной полярности с оксида алюминия IV ст. активности по Брокману.

Методом ГХМС был детально исследован индивидуальный состав углеводородов (УВ): n-алканов, ароматических УВ – алкилбензолов, нафталинов, фенантронов, флуоренов, некоторых нафтеновых и нафтеноароматических УВ - сесквитерпанов, секогопанов, трициклических терпанов, гопанов и стеранов, моно- и триароматических стеранов, а также гетероциклических органических соединений – дибензотиофенов и дибензофуранов, содержащихся в масляной фракции нефти [3].

Таблица

Групповой и компонентный состав нефтей, полученных на различных этапах вытеснения

	ИВМ	Высокопроницаемая колонка, 2,11 Д		Низкопроницаемая колонка, 1,2 Д	
		НВ	ОН	НВ	ОН
Содержание, % масс.					
масла	74,6	76,5	57,9	77,6	55,2
смолы	18,0	17,0	30,5	15,7	27,6
асфальтены	7,4	6,5	11,6	6,7	17,2
Содержание, нмоль/г					
Ni-p	31	51	59	40	58
VO-p	177	181	240	170	201
Содержание, % отн.					
Алканы	68,2	71,9	23,2	72,3	22,1
Алкилбензолы	1,4	1,1	2,7	1,1	3,0
Нафталины	15,7	13,8	20,9	13,4	19,5
Фенантроны	4,1	3,6	17,9	3,8	17,2
Флуорены	0,9	0,8	3,8	0,9	4,0
Сесквитерпаны	3,2	3,0	5,0	2,9	4,7
Секогопаны	0,7	0,6	3,4	0,6	3,2
Триаром.стераны	0,1	0,1	0,5	0,1	0,6
Моноаром.стераны	0,4	0,6	2,9	0,6	3,3
Трициклические терпаны	0,6	0,5	2,5	0,5	2,3
Гопаны	2,5	2,0	8,7	2,0	10,8
Стераны	1,0	0,8	3,8	0,8	4,4
ДБТ	1,2	1,0	4,7	1,1	5,1
ИВМ – изовязкостная модель (70% масс. нефть + 30% масс. керосина)					
НВ – нефть, вытесненная водой и композициями					
ОН - остаточная нефть					

Для нефти Усинского месторождения характерно высокое содержание смол и асфальтенов. После воздействия нефтевытесняющих композиций ГБК и НИНКА на нефтенасыщенную керновую модель содержание смолисто-асфальтеновых компонентов в извлеченной нефти уменьшается, что показывает влияние композиций на состав добываемой нефти. Анализ экспериментальных данных показывает, что наибольшей степенью взаимодействия с твердой поверхностью обладает остаточная нефть, что приводит к ее обогащению асфальто-смолистыми компонентами. Изменение компонентного состава остаточной нефти по сравнению с исходной, для обеих колонок, имеет сходное направление (табл.1): уменьшается содержания масел в 1,3 раза в высокопроницаемой и в 1,4 раза в низкопроницаемой колонке, увеличивается содержание смол в 1,7 и в 1,5 раза, увеличивается содержание асфальтенов в 1,6 и в 2,3 раза. Спектральным методом были исследовано содержание никель- и ванадилпорфиринов в исходной, вытесненной водой и композициями, а также в остаточной нефти. Наличие металлопорфиринов в нефти одна из причин образования устойчивых пленок и эмульсий на поверхности нефть – вода и нефть – порода, что приводит к недостаточно полному вытеснению нефти из пористой среды. Изменение содержания металлопорфиринов приведено в табл. Для остаточной нефти характерно повышение содержание порфиринов в 1,4 и в 1,2 раза по сравнению с исходной. Металлопорфирины содержатся в смолисто-асфальтеновой части нефти, что хорошо согласуется с полученными данными: утяжеление остаточной нефти сопровождается повышением содержания исследованных компонентов.

По результатам исследования масляной фракции видно, что состав объединенной пробы нефти, вытесненной водой и композициями, характеризуется наибольшим повышением относительного содержания алканов (с 68 до 72 % отн.), снижением доли ароматических и нафтеновых УВ по сравнению с исходной пробой нефти. В связи с тем, что анализировалась объединенная проба, представленная суммой нефтей, доотмытых водой и композициями, более подробное влияние ПАВ на состав нефтей отследить не удалось.

Анализ группового состава остаточных нефтей показал более значимые изменения в распределении углеводородов. Наблюдается снижение доли алканов в 3 раза, увеличивается доля ароматических соединений: нафталинов в 1,2 - 1,4 раза, фенантронов в 4,2 – 4,4 раза, ароматических стеранов в 6,8 – 7,8 раз, суммы насыщенных циклических УВ в 3,2 – 3,6 раз, дибензотиофена в 4 – 4,3 раз по сравнению с исходной нефтью.

Из полученных результатов видно, что применение нефтевытесняющих технологий позволяет добывать нефть, содержащую меньшее количество полярных компонентов, которые сорбируются на породе. Знание об изменении состава добываемой и остаточной нефти может быть использовано для разработки новых технологий для

повышения нефтеотдачи, в частности каталитических методов. Полученные данные можно использовать для математического и 3D моделирования, вводя в расчеты содержание всех компонентов остаточной нефти.

Литература

1. Алтунина Л.К. Увеличение нефтеотдачи месторождений на поздней стадии разработки физико-химическими методами / Л.К.Алтунина, В.А. Кувшинов // Нефть Газ. Новации. – 2013. – № 8. – С. 18-25
2. Максудов Р.А., Орлов Г.И., Осипов А.В. // Технологии ТЭК. – 2005. – №6. – С.36-40.
3. Савиных Ю.В., Чуйкина Д.И. Динамика развития состава нефти при разработке Усинского месторождения // Добыча, подготовка, транспорт нефти и газа: Материалы 7-ой Всероссийской научно-практической конференции [Электронный ресурс]. – Томск: Изд-во ИОА СО РАН, 2016. – С. 44-48.
4. Петрова Л.М. Формирование состава остаточных нефтей. Казань: Фэн, 2008. – 204 с.
5. Романов Г.В. Экспериментальное моделирование вытеснения сверхвязких нефтей растворителями с визуализацией и исследованием изменений физико-химических свойств нефтяных компонентов/Г.В. Романов//Георесурсы. – 2010. – № 2 (34). – С. 38-41

ПОДГОТОВКА И ВЕРИФИКАЦИЯ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ ПРОНИЦАЕМОСТИ ДЛЯ СОЗДАНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ

А.В. Степико

Научный руководитель – профессор. П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Гидродинамическое моделирование процессов добычи нефти и газа является мощным инструментом для определения показателей добычи, оценки эффекта геолого-технологических мероприятий и проектирования разработки месторождений. Но в настоящее время возможность применения моделирования при разработке месторождений сильно ограничена. Причина состоит в том, что для корректного проведения расчетов, к качеству исходных данных предъявляются достаточно высокие требования, которым соответствует лишь малая часть информации о месторождении.

Одним из важных фильтрационно-емкостных свойств горных пород является проницаемость. Распределение проницаемости в модели при адаптации и прогнозных расчетах может влиять на широкий спектр показателей разработки, начиная от пластового и забойного давления до прихода фронта воды на скважины. Проблема заключается в том, что при классическом подходе к определению данного свойства, на этапе адаптации поле проницаемости подвергается значительным корректировкам, так как исходное распределение не обеспечивает достижение исторических показателей разработки. Обоснованность внесенных изменений подтверждается только проведенными гидродинамическими расчетами.

Основной целью данной работы является проверка обоснованности применения данных проницаемости, полученных по геофизическим исследованиям скважин, а также доказать возможность использования исходных данных из других источников, таких как ГДИС и показатели добычи скважин.

Для достижения поставленной цели в рамках работы поставлен ряд задач:

1. Исследование методов получения исходных данных проницаемости
2. Построение тестовой модели на основе одного из крупных месторождений Томской области
3. Исследование и сравнение результатов моделирования, полученных с использованием данных проницаемости из разных источников
4. Построение универсальной методики подготовки исходных данных по ГДИС и МЭР

Согласно [1] наиболее точными источниками данных по проницаемости для гидродинамических моделей (ГДМ), являются: керновые исследования, испытания пластов, замеры дебитов и определения давлений при ГДИС. В качестве альтернативного источника исходных данных проницаемости были выбраны: ГДИС и история работы скважин. Это объясняется тем, что на исследуемом месторождении имеется большое количество ГДИС хорошего качества и большая история разработки.

При классическом подходе к вычислению проницаемости в модели, за основу берутся данные геолого-физических исследований скважин. Стоит отметить, что, зачастую, на практике определяют не саму проницаемость, а только корреляционную зависимость между пористостью и проницаемостью [2]. По результатам проведения серии каротажей (ПС, нейтронный, акустический, гамма-каротаж ГК) определяются исходные данные, которые после этого пересчитываются в коэффициент пористости. А затем по петрофизическим зависимостям вычисляется коэффициент абсолютной проницаемости [3]. Данный метод имеет два значительных недостатка. Первый это то, что метод является косвенным, – параметр проницаемости характеризует фильтрацию флюида в пористой среде, а по ГИС он пересчитывается из свойств пород, не связанных с фильтрацией. Вторым недостатком метода является малый объем исследования, по результатам исследования получается только вертикальное распределение проницаемости по стволу скважины, характер изменчивости поля проницаемости в межскважинном пространстве может значительно отличаться от значений в скважине.

Вторым рассматриваемым источником данных являются гидродинамические исследования скважин. Далее рассматриваются особенности этого типа данных и методика подготовки для моделирования.

Основными видами ГДИС для определения проницаемости являются анализ кривых падения и восстановления давления в скважине [4]. Несмотря на то, что в этом случае также нет непосредственного измерения

проницаемости, а производится только замер изменения давления в интервале перфорации. Результаты ГДИС по давлению легко переводятся в проницаемость пласта.

Стоит отметить, что положительным отличием от ГИС является большой масштаб исследования, в результате ГДИС рассчитывается средняя проницаемость по всей площади контура питания, кроме того, определяется эффективная проницаемость по жидкости, которая лучше характеризует совместную фильтрацию нефти и воды в пласте.

Для использования в модели проницаемости по ГДИС, необходимо перевести эффективную проницаемость в абсолютную. Для этого необходимо рассмотреть эффективную проницаемость как произведение абсолютной и относительной проницаемостей.

$$k_{i\text{eff}} = k_{\text{abs}} \cdot k_{r_i}, \quad (1)$$

где $k_{i\text{eff}}$ – эффективная проницаемость для i -ой фазы, k_{abs} абсолютная проницаемость, k_{r_i} – относительная проницаемость для i -ой фазы.

Подразумевается, что на исследуемом месторождении все процессы разработки ведутся при давлениях выше давления насыщения. В настоящей работе тестовая ГДМ использует двухфазную модель мертвой нефти (dead-oil), которая подразумевает, что в пористой среде происходит совместная фильтрация нефти и воды, а газ как свободная фаза отсутствует. Для описанных выше ограничений формулу (1) можно переписать в виде (2) и выразить абсолютную проницаемость:

$$k_{\text{abs}} = \frac{k_{\text{liquid_eff}}(t)}{(k_{r_{\text{oil}}}(t) + k_{r_{\text{water}}}(t))} \quad (2)$$

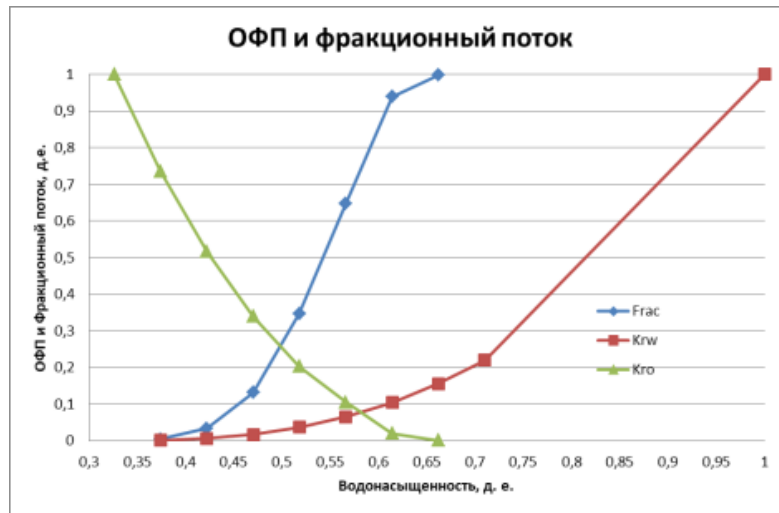


Рис. ОФП и фракционный поток

и, исходя из этого, определить значения k_{r_o} и k_{r_w} . Например, если на момент проведения ГДИС скважина работала с обводненность 75 %, относительная фазовая проницаемость по нефти составит примерно 0,75, а по воде соответственно 0,075. Подставляя значения эффективной проницаемости по ГДИС получим, что для этого случая $k_{\text{abs}} = k_{\text{eff}}/0,825$.

Третий исследуемый метод – это определение проницаемости, исходя из истории разработки по скважине. Приток к скважине при моделировании описывается уравнением Дюпюи [6].

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k_{\text{eff}} \cdot h_{\text{perf}} \cdot (P_{\text{res}} - P_{\text{wbf}})}{\mu \cdot \ln\left(\frac{R_c}{r_w} + S\right)}, \quad (2)$$

где Q – дебит жидкости, м³/сут; h_{perf} – интервал перфорации, м; P_{res} – пластовое давление, Па; P_{wbf} – забойное давление, Па; μ – вязкость, Па·с; R_c – радиус контура питания, м; r_w – радиус скважины, м; S – скин-фактор.

Распишем искомую величину как в предыдущем примере, выразим и подставим в уравнение Дюпюи, получим

$$k_{\text{abs}} = \frac{Q_i(t) \cdot \ln\left(\frac{R_c}{r_w} + S\right)}{2 \cdot \pi \cdot h_{\text{perf}} \cdot (P_{\text{res}}(t) - P_{\text{wbf}}(t))} \cdot \left(\frac{\mu_o(t)}{k_{r_o}(t)} + \frac{\mu_w(t)}{k_{r_w}(t)}\right) \quad (3)$$

Индексы l,o,w – показывают, что данный параметр относится к жидкости, нефти или воде соответственно, показатель (t) иллюстрирует, что необходимо задать значение параметра при времени t.

Исходя из расчетных данных моделирования, определяется R_c , $P_{\text{res}}(t)$, $P_{\text{wbf}}(t)$, $\mu_i(t)$, относительные фазовые проницаемости определяются по алгоритму, описанному выше. Данные по перфорации и дебиту берутся по базам данным. Подготовка данных ОФП совпадает с методикой ГДИС.

Необходимо сделать важное замечание. Для дальнейшего вычисления абсолютной проницаемости необходимо определить относительные фазовые проницаемости для нефти и воды во время проведения ГДИС. Для этого рекомендуется, чтобы на момент проведения расчетов, фазовые проницаемости были настроены на интегральные показатели добычи по скважинам. Это позволит добиться более точных результатов определения проницаемости.

Далее определяется фракционный поток, исходя из ОФП и свойств воды и нефти [5]. Теоретически рассчитанный фракционный поток позволит сопоставить обводненность в скважине во время проведения ГДИС

После определения массивов данных проницаемости по скважинам для второго и третьего метода, необходимо распределить их в межскважинном пространстве. Важно отметить, что для корректного воспроизведения модели пласта, необходимо сохранить параметры анизотропии. Для этого строится куб коэффициента отношения проницаемости по ГИС и исследуемого метода. Далее проводится интерполяция данного куба, а затем полученный куб умножается на куб проницаемости. Таким образом, получен куб, значения которого отвечают исходным данным ГДИС и данных добычи. Кроме того, за счет использования куба проницаемости по ГИС в качестве тренда сохранена геологическая неоднородность пласта.

Предложенная методика описывает подготовку исходных данных проницаемости по результатам ГДИС и истории разработки, что позволяет вовлечь в процесс построения ГДМ данные по всем имеющимся источникам.

Литература

1. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений (Часть 2 Фильтрационные модели). – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ". – 2003. – 228 с.
2. В. П. Меркулов. Геофизические исследования скважин: учебное пособие – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 139 с.
3. А. Ю. Батулин. Геолого-технологическое моделирование разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. – М.: Изд. ВНИИОЭНГ, 2008. – 111 с.
4. Деева Т. А., Камартинов М. Р., Кулагина Т. Е., Мангазеев П. В. Гидродинамические исследования скважин: анализ и интерпретация данных – Томск, 2009.
5. Д. Уолкот. Разработка и управление месторождениями при заводнении. – Москва, 2001. – 143 с.
6. Эртекин Т., Абу-Кассем Дж., Кинг Г. Основы прикладного моделирования пластов. – М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. – ххvii+ 1060 с.

ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕПЛОВЫХ МЕТОДОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ ДЛЯ СЛАНЦЕВЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

М.В. Субботина, А.С. Мазурова, А.М. Горшков

Научный руководитель – доцент И.С. Хомяков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одним из главных направлений развития мировой энергетики является изучение нетрадиционных источников углеводородов и увеличение доли данного вида запасов в общей структуре сырьевой базы. К нетрадиционным, трудноизвлекаемым запасам относится сланцевая нефть (Shale oil) и нефть низкопроницаемых коллекторов (Tight oil). Целью работы являлся обзор существующих особенностей при использовании тепловых методов воздействия на пласт для сланцевых коллекторов. В России наиболее перспективными для добычи нетрадиционной нефти являются породы Баженовской свиты, расположенной в центральной части Западно-Сибирской низменности. Баженовская свита занимает площадь около 1млн км² и по геологическим оценкам содержит 100-170 млрд. тонн нефти [2]. Т.к. сланцевые породы содержат и легкую сланцевую нефть, и органическое вещество-кероген, для описания процессов разработки таких месторождений используется понятие «сланцевых плеев», обобщающее виды углеводородов, содержащихся в пласте.

Углеводороды в сланцевых плечах находятся в твердом или в жидком состоянии в порах коллектора [3]. Добыча нефти из сланцев базируется на мультистадийном гидроразрыве пласта (для нефти низкопроницаемых пород) или на тепловых методах влияния на пласт (для нефтяного сланца, сланцевой нефти и, реже - для нефти низкопроницаемых пород). При тепловых методах добычи, породу нагревают до высокой температуры, а полученную при дистилляции жидкость сепарируют для последующей обработки или используют нагнетательные скважины для повышения проходимости коллектора, и выталкивают на поверхность смесь аналогичную традиционной нефти.

В целом процесс добычи нефти на сланцевых плечах может проводиться двумя методами. Первый метод заключается в переработке сланца на поверхности называется «наружный ретортинг» . Второй заключается в переработке сланца внутри пласта – «внутрипластовый ретортинг» (или так называемые методы in-Situ).

Поверхностный ретортинг делится на три типа:

1. Непрямой ретортинг. Представляет собой пиролиз нефтяного сланца за счет нагрева. В качестве теплоносителя используется природный газ, который циркулирует по законтурному пространству реторты, нагревая находящийся в ней измельченный сланец.

2. Прямой ретортинг. Осуществляется с помощью закачки природного газа непосредственно в реторту, разогревая подаваемый туда же измельченный сланец.

3. Смешанный (комбинированный) ретортинг. Совмещает оба вида ретортинга и подразумевает одновременную подачу теплоносителя в законтурное пространство реторты и непосредственный контакт теплоносителя со сланцевой породой.

Более эффективным способом считается процесс комбинированного ретортинга, который используется на сегодняшний день для большинства проектов по добыче сланцевой нефти. Существует несколько систем, использующих этот подход.

Alberta-Taciuk Process (АТР). Технология, которая была открыта Вильямом Тасиуком в 1975 году, пришла к сланцедобытчикам от изготовителей нефти из канадских нефтяных песков [1]. Технологию возможно систематизировать как один из методов термической перегонки твердых углеводородов. Главной особенностью

данной технологии является то, что «осушка» и термическое разложение нефтяного сланца, переработка и охлаждение осуществляются в одной многокамерной вращающейся горизонтальной реторте.

На исходной стадии измельченные куски нефтяного сланца погружаются в камеру предварительного нагрева, где происходит обезвоживание и предварительный нагрев «сухого» сланца до 250 °С. На следующей стадии происходит пиролиз измельченного нефтяного сланца, который перемешан со сланцевой золой при температуре 500-550 °С, в результате чего происходит выброс насыщенных углеводородных паров через «паровую трубу», которые впоследствии конденсируются в жидкие легкокипящие углеводороды за пределами реторты. Тяжелые остатки, образовавшиеся в результате пиролиза, перемещаются в камеру сгорания, где происходит образование «сланцевой золы». Часть сланцевой золы используется в камере пиролиза в качестве твердого теплоносителя, другая часть в смеси с отработанными газами направляется в «камеру охлаждения». При этом методе выход нефти из сланца составляет 85-90% массы.

В технологии ParahoProcess (ParahoDevelopment Corporation), в отличие от АТР, применяется вертикальная реторта. Размельченный сланец подают в верхнюю ее часть, и по мере движения вниз, она нагревается восходящими отработанными газами из нижней части колонны. Под действием больших температур (500 °С) из керогена выпариваются легкие фракции, затем сохранившийся сланец поступает в зону пиролиза.

Еще один образец применения вертикальной реторты и нагретого газа для подготовки нефтяных сланцев используется в Бразилии – это Petrosix (Petrobras). Процесс во многом идентичен с процессом Paraho. Единственным принципиальным отличием является разделение получаемых углеводородных газов на три части. Первая часть газа применяется в качестве теплоносителя для пиролиза. Вторая часть движется по центру реторты, охлаждая раскаленный сланец, который остался после первичного нагрева, а затем поступает в зону пиролиза в качестве дополнительного источника тепла. Третья часть газа конденсируется до состояния легких углеводородов и поступает на установку по подготовке газа к транспорту.

Еще одной технологией является Galoter Process (Eesti Energia). В нем используется горизонтальная реторта, преднагрев происходит при сравнительно невысоких температурах (135 °С), после чего из нефтяного сланца выделяются газы. Далее получившийся сланец поступает в смеситель, где смешивается с раскаленными углеродами, поступающими из вынесенной топочной камеры, где при температуре 800 °С сжигается отработанный сланец. Приобретенная смесь отходит в герметичную вращающуюся печь, где наступает бескислородный пиролиз при температуре 520 °С. Выход нефти схож с характеристиками аналогичными процессу АТР – 85-95%. Однако, к недостаткам метода можно отнести высокие выбросы CO₂ и значительный объем воды [1].

В наши дни на смену наружному ретортингу пришли более экологичные и энергоэффективные методы внутрислоевого ретортинга. В зависимости от способа нагрева пласта они также подразделяются на прямые и непрямые

Один из инновационных методов прямого внутрислоевого ретортинга был разработан компанией Shell. Технология ShellIn-Situ Process (ICP) заключается в местном нагреве участка пласта путем сочетания нагревающих и замораживающих скважин. Создание «замораживающих стен» при помощи закачки в замораживающие скважины водного аммиака позволяет равномерно прогреть изолированный сланцевый пласт. Данный способ нагрева позволяет начать переработку органического вещества сланца в нефть и газ непосредственно под землей, добыча продуктов пиролиза производится традиционными методами.

Еще один из методов прямого внутрислоевого ретортинга предложен американской компанией Chevron Corporation. Нагрев пласта в данном методе происходит за счет нагнетания в скважину под большим давлением нагретого природного газа. Энергетическая эффективность достигается за счет рециркуляции воздуха через отработанные пласты под высоким давлением. Фактически воздух выступает в качестве теплоносителя, нагреваясь в отработанных пластах за счет сгорания тяжелых углеводородных остатков, поступает в новые добычные пласты через нагнетательные скважины, где за счет собственной высокой температуры стимулирует распад керогена [1].

Также к внутрислоевому ретортингу относится технология гидроразрыва с проводящим материалом. Под воздействием электричества электропроводящий флюид нагревает сланцевый пласт и содержащийся в нем кероген. Дальнейшая добыча нефти происходит традиционными способами.

К одним из немногих методов непрямого внутрислоевого ретортинга относится технология AMSO EGL Technology (AMSO). На месторождении проектируется система замкнутых скважин, расположенных максимально близко к продуктивному пласту. По системе скважин циркулирует нагретый теплоноситель. За счет нагрева от непрямого контура, содержащаяся в пласте сланцевая нефть разогревается, разжижается и начинает поступать в сеть добычных скважин, обеспечивающих высокую температуру по всему пласту.

Таким образом, принимая во внимание все рассмотренные технологии разработки месторождений сланцевой нефти, стоит отметить, что наиболее эффективным методом наружного ретортинга является Alberta-Tasiuk Process из-за высокого выхода нефти. Но все же более энергоэффективным и экологичным методом являются технологии внутрислоевого ретортинга, такие как ShellIn-Situ Process и AMSO EGL Technology, так как они позволяют воздействовать на большой объем нефтегазоносных сланцев. Развитие подобных технологий является очень перспективным в связи с ростом добычи трудноизвлекаемых запасов во всем мире.

Литература

1. Грушевенко Д. Нефть сланцевых плевов – новый вызов энергетическому рынку? / Е. Грушевенко // Нефтегазовая вертикаль аналитический журнал: – М: Москва, 2012 - №11.
2. РИТЭК: Термогазовое воздействие на залежи баженовской свиты // ROGTEC Российские нефтегазовые технологии. - №35.

3. Мануилова Е.А. Комплексная методика изучения образца керна для выделения естественных коллекторов и определения основных характеристик пород высокоуглеродистых формаций// Нефтяное хозяйство. – Москва: Нефтяное хозяйство, 1925-1940, 1946-№ 4. – 2017- С. 44-47.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ АДСОРБЦИИ И ДЕСОРБЦИИ ИНИБИТОРА КОМПЛЕКСНОГО ДЕЙСТВИЯ

Д.А. Султанова, Р.Р. Хусаинов, А.С. Боев

Научный руководитель – доцент Д.В. Мардашов

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

В настоящее время значительная часть нефтяных месторождений России находится на стадии интенсивного обводнения. Постепенное ухудшение структуры запасов углеводородов осложняет процесс добычи нефти. Помимо того, что эксплуатация нефтяных скважин проходит в условиях высоких температур и давлений, постоянное взаимодействие с агрессивной средой, особенно на месторождениях, вступивших в заключительную стадию разработки с высокой обводненностью добываемой продукции, приводит к преждевременному выходу оборудования из строя [5].

Характер возникающих осложнений при эксплуатации скважин определяется особенностями каждого нефтяного месторождения, связанных с геологическим строением, свойствами породы-коллектора, термобарическими характеристиками залежей, составом флюидов и т.д. Тем не менее, встречаются осложнения, характерные для всего региона, возникающие практически на всех месторождениях. Для условий Западной Сибири отложения солей и углекислотная коррозия являются одними из основных факторов, осложняющих эксплуатацию скважин.

Проведение мероприятий по предупреждению осложнений в скважинах является наиболее рациональным решением, так как ликвидация их последствий, влечет за собой значительные технологические и материальные потери.

Применение ингибиторов является одним из наиболее распространенных методов предотвращения образования отложений и коррозии оборудования. Использование реагентов обеспечивает эффективную и надежную защиту оборудования, позволяет стабилизировать процесс эксплуатации и увеличить время межремонтного периода скважин, кроме того не требует изменения технологических схем.

Можно выделить следующие основные химические методы предотвращения процессов коррозии и солеотложения в добывающих скважинах [1,2,4]:

- 1) Периодическое дозирование ингибитора в затрубное пространство;
- 2) Постоянное дозирование ингибитора в затрубное пространство с помощью поверхностных дозирующих устройств;
- 3) Установка погружных скважинных контейнеров (ПСК) с ингибитором в составе скважинного оборудования;
- 4) Использование капсулированных ингибиторов;
- 5) Задавка ингибитора в пласт.

В работе представлены результаты лабораторных исследований по оценке динамики процессов адсорбции и десорбции ингибитора комплексного действия при моделировании технологии задавки ингибитора в пласт. Технология заключается во введении пачки ингибитора в призабойную зону пласта (ПЗП). За счет адсорбционных и десорбционных свойств ингибитор удерживается на поверхности породы и постепенно высвобождается в процессе фильтрации жидкости, обеспечивая комплексную защиту глубинно-насосного оборудования, призабойной зоны пласта и наземных коммуникаций. Кроме того, технология Squeeze treatment не имеет ограничения по дебитам жидкости и обводненности продукции скважины, не требует постоянного обслуживания дополнительного оборудования, что особенно актуально для удаленных и автономных месторождений.

Основными преимуществами данной технологии являются: обеспечение защиты призабойной зоны пласта, внутрискважинного оборудования и наземных коммуникаций, отсутствие необходимости постоянного обслуживания дополнительного оборудования. Недостатком технологии является риск снижения продуктивности скважины, в связи с задавкой в ПЗП значительных объемов растворов.

При закачке ингибитора в ПЗП важными параметрами являются величины адсорбции реагента на породе и последующая его десорбция. Применяемый ингибитор должен в короткие сроки, прочно и как можно в большем количестве «закрепляться» на поверхности породы при закачке, а с другой стороны, как можно медленнее выноситься с нее в процессе эксплуатации скважины при этом, не ухудшая фильтрационно-емкостных характеристик породы [3, 6].

Оценка процессов адсорбции и десорбции ИКД проводилась в лабораторных условиях путем проведения фильтрационных исследований. В качестве ингибитора комплексного действия в исследованиях использован разработанный реагент под условным названием ИКД, на основе водно-спиртовых растворов фосфоновых производных и жирных аминов, обладающий высокой эффективностью предотвращения образования отложений карбоната кальция и углекислотной коррозии металла.

Процедура моделирования технологии задавки в пласт включала следующие стадии:

- 1) Подготовленный образец керна помещался в кернодержатель. Создавалась остаточная водонасыщенность керна, путем насыщения ее МПВ и нефтью.
- 2) Производилась закачка диметилкарбинола с целью подготовки пласта к введению ингибитора.

3) Основная обработка осуществлялась 10%-ым раствором ИКД в 2% растворе KCl для адсорбции реагента на поверхности керна.

4) На выходе происходил отбор профильтрованной жидкости по 3,5 мл в отдельные пробирки.

5) После закачки 20 поровых объемов раствор ИКД выдерживался в пластовых условиях в течение 12 часов.

6) Проводилась закачка модели пластовой воды для десорбции реагента с поверхности керна.

Концентрация ингибитора комплексного действия в профильтрованной жидкости определялась фотометрическим методом, основанным на взаимодействии ионов фосфора в кислой среде с молибдатом аммония и образованием фосфорно-молибденового комплекса, окрашенного в синий цвет. Результаты исследований представлены на рисунке.

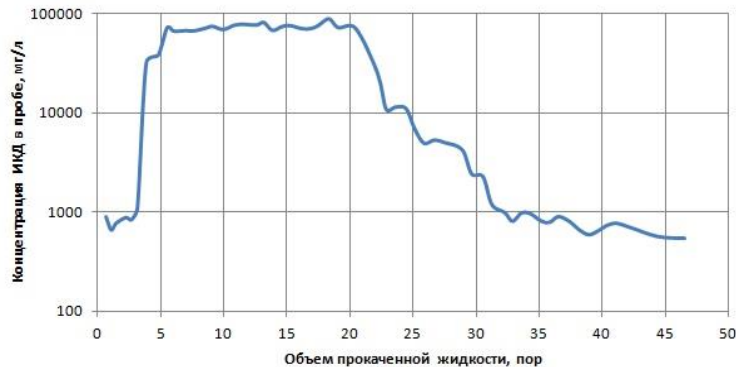


Рис. Зависимость концентрации ИКД в пробе от объема прокаченной жидкости

Результаты исследования адсорбции ИКД показывают, что адсорбционное равновесие в керне наступает при прокачке 5,5 поровых объемов 10%-го раствора ингибитора.

Результаты исследования динамики десорбции ингибитора показывают, что после прокачки 25 поровых объемов модели пластовой воды скорость выноса реагента снижается, а концентрация ингибитора превышает значение рабочей дозировки ингибитора 45 мг/л.

Результаты исследования показали, что ИКД при закачке в призабойную зону пласта, адсорбируясь на стенках пор пород - коллекторов, способен достаточно продолжительное время «вымываться» жидкостью в количестве достаточном для обеспечения надежной защиты от выпадения солей карбоната кальция и углекислотной коррозии.

Литература

1. Кащавцев В. Е. Солеобразование при добыче нефти / В. Е. Кащавцев, И. Т. Мищенко. - Москва: Орбита-М, 2004.
2. Ликвидация отложения солей при эксплуатации скважин /Н.П. Дунаев, Н.С. Маринин, Г.М. Ярышев и др. - Нефтяное хозяйство, М.: Недра, 1979, № 10, с. 51 - 54.
3. Нефтегазопромысловая химия. Осложнения в системе пласт-скважина-УППН: Учебное пособие/ В.Н. Глуценко, М.А. Силин, О.А. Пташко, А.В. Денисова. - М.: МАКС Пресс, 2008. - 328 стр.
4. Сашнев И.А., Митюнин В.В., Захаров В.А. Испытания полимерных материалов для защиты центробежных насосов от солеотложения. - Тр. СибНИИНП, Тюмень, 1981 вып. 22, с.25 - 29.
5. Султанова Д.А., Мардашов Д.В., Хусаинов Р.Р. Исследование влияния ингибиторов солеотложений на эффективность применения ингибиторов коррозии в нефтяных скважинах. Инженер нефтяник. – 2016. - № 2. С.53-56.
6. Шангараева Л. А., Петухов А. В. Исследования адсорбционно- десорбционных свойств состава для предотвращения солеотложений в скважинном оборудовании // Современные проблемы науки и образования. 2012. № 6. С. 146.

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ НАПРАВЛЕНИЯ СТВОЛА ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ПРОДУКТИВНОСТЬ НА ПРИМЕРЕ X МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

А.С. Трушко, Ю.С. Березовский

Научные руководители: доцент доцент Г.М. Татьяна, доцент О.С. Чернова
 Национальный Исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Скважины с горизонтальным окончанием на X нефтяном месторождении начали вводить в разработку с 1992 года. На данный момент всего на X месторождении было пробурено и запущено в работу 6 горизонтальных скважин (ГС) и 29 зарезок боковых горизонтальных стволов (ЗБГС). На X нефтяном месторождении с начала его промышленной разработки было пробурено и введено в эксплуатацию 6 горизонтальных скважин, из них 5 добывающих и 1 нагнетательная скважина. Стоит отметить, что в 1992-1993 годах было пробурено 3 скважины с длиной горизонтального ствола в диапазоне 200-300 м. В 2015 году были пробурены 3 скважины (1 из них нагнетательная) с длинами горизонтального ствола уже в диапазоне 600-700 м. Зарезок боковых горизонтальных стволов было пробурено и введено в эксплуатацию 29 штук. Стоит отметить, что бурение ЗБГС было начато лишь в

СЕКЦИЯ 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

2008 году. Всего с начала промышленной разработки было пробурено и запущено в эксплуатацию 5 ЗБГС с длиной горизонтального участка 200-300 м, и 24 ЗБГС с длиной ствола 300-400 м, из них 1 ЗБГС в разное время работала и как добывающий ствол и как нагнетательный.

В ходе анализа производительности работы скважин был построен графики с основными показателями добычи, распределённые по азимутальному направлению горизонтального ствола. Для удобства и наглядности, скважины были выделены в группы по направлению ствола, для которых были взяты усредненные показатели за первые три месяца работа по дебитам нефти, жидкости и количеству скважин.

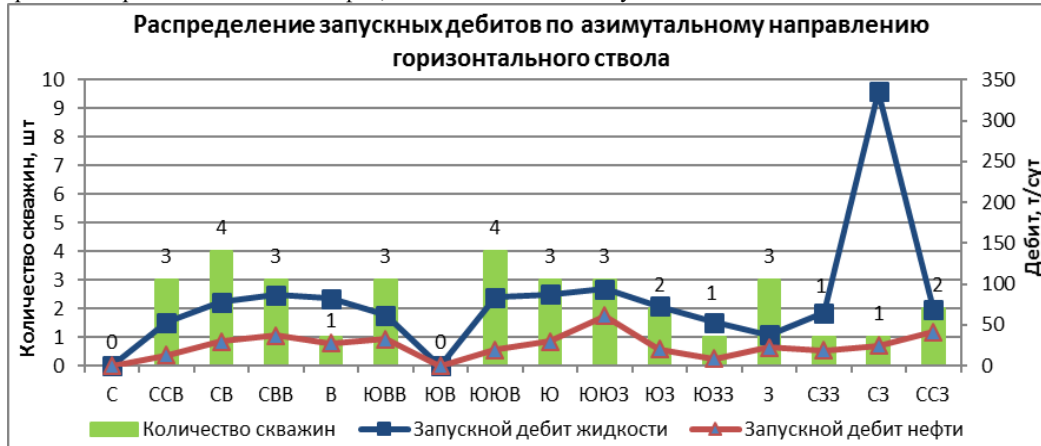


Рис. 1 Распределение запусковых дебитов горизонтальных скважин и зарезок горизонтальных стволов X месторождения по азимутальному направлению горизонтального ствола

На рисунке 1 можем наблюдать, что наибольший дебит по жидкости был получен при расположении горизонтального ствола по северо-западному направлению. Однако, также можно наблюдать что по этому направлению была пробурена только одна горизонтальная скважина, что является недостаточной статистикой для выявления какой-либо зависимости. Наибольшие запусковые дебиты как по нефти, так и по жидкости, мы можем видеть показали горизонтальные скважины, пробуренные по направлениям северо-восток-восток и юго-юго-запад. Число скважин по этим направлениям составляет 16 штук.

В 2015 году на скважине № 15 X месторождения проводились исследования по определению направления регионального стресса. Анизотропия породы рассчитывалась путем разности скоростей быстрой и медленной поперечных волн после нормировки на быструю волну в процентах (рис. 2). Разворот реального замера относительно истинного направления распространения быстрой и медленной поперечных (S) волн (направления скорости анизотропии). Быстрое и медленное направления должны сверяться с азимутом прибора. Если быстрый/медленный азимут следует за азимутом вращающегося прибора, то измеренная анизотропия может быть ложным явлением, являющимся следствием особенностей записи [2,3]. По результатам исследований, направление бокового давления горных пород на X месторождении составляет ~130-145 градусов.



Рис. 2 Результаты проведения исследования АВАК на X месторождении, где: α – угол скоростной анизотропии относительно направления прибора XX, SF – быстрая поперечная волна, SS – медленная поперечная волна, SXX – зарегистрированная поперечная волна в направлении XX, SYU – зарегистрированная поперечная волна в направлении YY

В данной выборке горизонтальных скважин по X месторождению участвовали скважины, на которых проводился гидравлический разрыв пласта на запуске (в первые три месяца работы). В связи с этим, можно сделать вывод о том, что наилучшим направлением горизонтальных скважин или зарезок боковых горизонтальных стволов на X месторождении являются направления северо-восток – восток и юго – юго-запад. При бурении скважин по этим

направлениям т.е. перпендикулярно направлению регионального стресса (согласно проведенным исследованиям), предполагается что трещины, образующиеся после гидравлического разрыва пласта, за счёт разницы горных напряжений наилучшим образом развиваются в длину по направлению стресса горных пород (~130-145 градусов), тем самым мы получаем наибольшую длину трещин, и как следствие больший охват пласта и более высокую продуктивность скважин [1,4].

В дальнейшем на X месторождении необходимо провести дополнительные исследования и рассмотреть возможность бурения новых скважин по направлению северо-запад т.к. единственная скважина в этом направлении показала наибольшую продуктивность.

Литература

1. Экономидес М., Олини Р., Валько П. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта: от теории к практике. М-Ижевск, 2007-236 с.
2. Либерман Ю.М. Естественное напряженное состояние массива горных пород. – В сб.: Вопросы прочности подземных сооружений. Труды ВНИИСТ, 1962, вып. 12, С 15-18.
3. Басниев К.С., Дмитриев НМ. Обобщенный закон Дарси для анизотропных пористых сред // Изв. вузов. Нефть и газ. – 1986. - № 5. – С 54-59.
4. Гусев С.В., Бриллиант Л.С., Янин А.Н. Результаты широкомасштабного применения ГРП на месторождениях Западной Сибири // Материалы совещания "Разработка нефтяных и нефтегазовых месторождений" (г. Альметьевск, 1995 г.). – М.: ВНИИОЭНГ – 1996, С. 291-303.

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПЛЕКСНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Э.В. Уразов¹

Научный руководитель – начальник отдела нефтепромысловой химии Р.Р. Хусаинов²

¹*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

²*ООО «Газпромнефть-Восток», г. Томск, Россия*

В настоящее время большинство нефтяных месторождений России находятся на поздней стадии разработки. Эта стадия разработки характеризуется снижением уровня добычи нефти, ростом обводненности добываемой продукции. Рост обводненности добываемой продукции является одной из причин, способствующих выходу скважин из действующего фонда [1].

В России насчитывается около 122 тысяч нефтяных и газовых скважин, и в 30 % из них продукция содержит более 70% воды. Эксплуатация таких скважин, особенно на поздней стадии разработки, в рамках действующей законодательной (прежде всего, налоговой) системы часто становится убыточной для нефтедобывающих компаний. В результате количество бездействующих скважин доходит до 30 тысяч и ежегодно увеличивается [2].

В зависимости от влияния на показатели разработки, извлекаемую попутно с нефтью воду можно разделить на два вида: являющуюся рабочей жидкостью предназначенную для вытеснения нефти и не являющуюся рабочей жидкостью при заводнении коллекторов. К первому виду относится закачиваемая вода, отбор которой оказывает двойное влияние: с одной стороны, результатом этого является увеличение коэффициента нефтеотдачи пластов, а с другой стороны при этом растет себестоимость добываемой нефти. Ко второму виду относится посторонняя и подошвенная вода на участке добывающей скважины, отбор которой удорожает себестоимость нефти и осложняет выработку пластов.

Мероприятия по ограничению притока вод первого вида предусматривают изоляцию промытых пропластков, отключение обводненных пластов из разработки, ограничение притока закачиваемых вод из разработки выравниванием профиля приемистости нагнетательных скважин и нахождение оптимальных величин отбора ее из пласта. Мероприятия по ограничению притока вод второго вида сводятся к улучшению качества цементирования эксплуатационных колонн при строительстве скважин (первичное крепление) и водоизоляционных работ при эксплуатации (вторичное крепление).

Для того, чтобы успешно бороться с обводнением скважин, необходимо знать причины обводнения, так как каждый вид водопритока требует своей технологии и соответствующего тампонажного материала. К сожалению, в последнее время, часто из-за ограниченности финансовых возможностей предприятий, резко возросло число ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах с применением цемента, как наиболее доступного и дешевого материала. Цементирование может дать положительные результаты при изоляции притока воды только в некоторых случаях, например, когда требуется отсечь какой-то участок пласта и перейти на вышележащий горизонт. Однако со временем, когда перфорация будет сделана у кровли пласта, оставшаяся в обводнившемся пласте нефть окажется потерянной [3].

Использование цементных растворов для ограничения притока воды не может быть эффективным из-за их низкой фильтруемости и невозможности проникновения в пласт на достаточную глубину (дисперсности); высокой плотности, что может вызвать их поглощение и гидроразрыв пласта; высокой фильтраотдачи (ухудшения подвижности раствора, коагуляции продуктивной зоны и усложнения освоения скважины); низкой механической и ударной прочности (растрескивание камня при повторной перфорации, приложении депрессий); низкой коррозионной стойкости и др.

При закачке любого состава в призабойную зону скважины (ПЗС) происходит его проникновение в продуктивный пласт с изменением фильтрационного сопротивления. Для производства ремонтно-изоляционных работ (РИР) наиболее предпочтительными являются составы, обладающие селективным действием, снижающие проводимость коллектора в водонасыщенных пропластках и практически не изменяющие фильтрационные характеристики нефтенасыщенных пластов.

Тампонирующие материалы на основе кремнийорганических соединений (КОС) нашли широкое применение на нефтяных месторождениях Краснодарского края и Сибири [1]. Это составы, включающие алкоксисилоксаны (АКОР). В связи с рядом преимуществ, присущих кремнийорганическим жидкостям: хорошей фильтруемостью в пласт; низкой температурой замерзания; стойкостью получаемой тампонирующей массы к температуре и пластовым жидкостям, получили широкое применения и занимают одно из ведущих мест среди водоизоляционных материалов по объемам применения, что определяется целым комплексом его физико-химических и технологических свойств.

Технология с использованием веществ на основе кремний-органических соединений применима при всех видах обводнения: по прослоям, подошвенном, для ликвидации водоперетоков по негерметичному цементному кольцу, а также для выравнивания профиля приемистости в нагнетательных и паронагнетательных скважинах. Работы проводятся с подъемом и без подъема внутрискважинного оборудования вне зависимости от способа эксплуатации скважин [2].

Однако, несмотря на все преимущества и невысокую стоимость, существует ряд недостатков, связанных с применением кремний-органических соединений. АКОРы предпочтительно использовать при повышенных температурах коллектора, так как в температурном диапазоне 20-30 °С время отверждения сильно замедляется. В связи с присутствием в составе АКОРа хлоридов титана или железа, он коррозионно активен. В зависимости от химического состава и качества приготовления раствора, некоторые жидкости нестабильны в процессе доставки в пласт.

В работе рассматривается применение кремнийорганического водоизолирующего состава (КВС) с низкой начальной вязкостью (3-5 сПз), предназначенного для блокирования обводненных каналов низкопроницаемых коллекторов и укрепления ПЗП. Для увеличения адгезии и прочности смеси, в состав вводятся армирующие наполнители, в зависимости от требуемого результата, как: требования к размерам зон изоляции, ФЕС коллектора, вид перетока.

Основными особенностями применения КВС являются:

- селективность действия в случае использования неразбавленной товарной формы, поскольку отверждение происходит только под действием воды в водонасыщенных участках коллектора;
- состав отверждается водой любой минерализации;
- полнообъемное отверждение и высокая химическая адгезия к породе. Высокий изолирующий эффект и способность выдерживать высокие депрессии на пласт (более 10 МПа);
- простота в приготовлении;
- для проведения работ используется стандартная техника;
- низкая вязкость рабочих растворов и отсутствие твердой фазы в составе позволяет проникать в низкопроницаемые участки пласта;
- возможность использовать в иных составах как базовый реагент для добавки армирующих наполнителей.

Литература

1. Кадыров Р.Р. Методы ограничения водопритока при строительстве и эксплуатации скважин: Автореферат диссертации доктора технических наук. Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти (ТатНИПИнефть) ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
2. Скородиевская Л.А., Строганов А.М., Рябоконт С.А. Повышение эффективности водоизоляционных работ путем использования материала АКОР // Нефт. хоз-во. 1999. № 2. С. 16–20.
3. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах: Учебное пособие / И.И. Клещенко, Г.П. Зозуля, А.К. Ягафаров, В.П. Овчинников. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. - 386 с
4. Дубинский Г.С., Андреев В.Е., Акчуринов Х.И., Котенев Ю.А. Развитие технологий ограничения водопритока в добывающие скважины
5. Андреев В.Е., Дубинский Г.С., Пташко О.А. Котенев Ю.А. Интегрированная метотехнология ограничения водопритока в добывающие скважины // Государственная политика в области охраны окружающей среды и рациональное использование природных ресурсов: Материалы науч.-практ. конф., 12–14 октября 2010 г. Уфа, 2010. С. 98–99.

ВЫБОР ТЕХНОЛОГИИ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ СКВАЖИН НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ «БЕЛЫЙ ТИГР» (ВЬЕТНАМ)

Фам Ван Хоанг

Научный руководитель – профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Разработка и эксплуатация нефти и газа во Вьетнаме в настоящее время является передовой отраслью с наивысшей экономической эффективностью по сравнению с другими секторами. Однако при бурении, эксплуатации, заканчивании и ремонте скважины вызывает загрязнение на призабойной зоне скважин, что приводит к снижению притока нефти.

Снижение проницаемости призабойной зоны пласта обусловлено влиянием глинистого раствора при вскрытии пласта в **процессе бурения**: выпадение глинистых частиц из раствора в проводящие каналы пласта; формирование глинистой корки на поверхности ствола скважины (блокирование водой, разбухание глинистых частиц, затруднение притока нефти из пласта). В пласте буровые растворы могут реагировать с минеральной водой и образуется осадок, содержащий нерастворимые соли. С другой стороны, устойчивые эмульсии также могут образовываться, закупоривают трещины, вследствие этого приводятся к снижению эффективной проницаемости горных пород.

После **цементирования обсадных колонн** цементированные загрязненные участки имеют нулевую проницаемость. Восстановление естественной проницаемости пласта затрудняется, так как увеличение местной гидравлической потери на границе раздела между забойной зоной и продуктивными пластами частично устраняет пластовое давление и снижает продуктивный коэффициент. Кроме того, продукты, образованные в результате реакции между добавкой и буферного раствора, также загрязняют призабойную зону скважин.

Типы загрязнения жидкостью для **заканчивания скважин** вызвало аналогичные буровые растворы: уменьшает проницаемость и способность эксплуатировать скважины из-за закупорки твердых веществ и полимеров в растворе; из-за набухания и распространения глин, инфильтрации эмульсий и оседания твердых и грязных частиц. Особенно в скважинах с низким давлением, необходимо обратить внимание на меры по контролю за потерей жидкости, глушения скважины.

Совершенные скважины по гидродинамике – скважины, вскрытые по всей толщине продуктивного пласта без обсадных колонн для сохранения естественной проницаемости пласта. При вскрытии пласта обсадными колоннами и цементированием загрязнение призабойной зоны цементом, обломками, и т.п. уменьшает продуктивный коэффициент.

В **процессе эксплуатации**, мелкие частицы (каолиновая глина, щебень, мелкий песок, и т.п.) сдвинуты и забивают, герметизируют поры, трещины в ПЗС. Кроме того, когда происходит изменение в пластовых температурно-кинематических условий (изменения температуры, давления, фазовый состав, упорядоченную структуру, и т.п.) часто происходит осаждение парафина, асфальтена, смолы, соли, и приводит к уменьшению проницаемости ПЗС.

Таким образом, при загрязнении ПЗС, необходимо осуществить методы увеличения проницаемости, увеличения связи между забоем и пластом, чтобы уменьшать потери энергии в ПЗС, увеличивать производство добычи скважины.

Процесс ремонта скважин также загрязняет призабойную зону из-за растворов для ремонта скважин, материалы для цементирования и остаточного цемента в скважине и т.п. Жидкости глушения скважин (как правило, в качестве используются растворы морской воды, обработанной поверхностно-активными веществами и глинистыми растворами) имеют большую плотность, поэтому легко проникают глубже в пласт, чем буровой раствор и раствор для вскрытия пласта, и легко образуют осадки (соли и т.п.). При перемещении поршня ремонта скважин и при использовании комплектов контрольно-измерительного оборудования проблема усугубляется.

Кроме того, процесс также может образовать осадки путем использования продуктов, содержащих ионы, вызывающие образование осадков или железных осадков в обсадных трубах и скважинном оборудовании. Составные частицы при растрескивании пласта также являются причиной загрязнения продуктивного пласта.

Для преодоления причин загрязнения призабойной зоны на нефтяном месторождении Белый Тигр СП Вьетсовпетро провело ряд технологических решений.

Метод **гидравлического разрыва пласта (ГРП)** эффективен на отложении олигоцена. Для технологии трещинообразования требуется много времени, усилий и оборудования для обработки. Не рекомендуется проводить ГРП в скважинах с техническими проблемами, такими как канал трубопровода деформирует и плохое качество цементирования и в скважинах, расположенных близко от контура водоносности, газовой шапки.

Метод гидравлического разрыва пласта был впервые применен в Соединенных Штатах в 1947 году, с тех пор этот метод все более совершенствуется в техническом, специализированном оборудовании. Сов-предприятие Вьетсовпетро начало свою работу в 1994 году известными компаниями: Schumberger, Halliburton.

Сущность процесса гидравлического разрыва пласта заключается в том, что жидкость (на нефтяной или водной основе) нагнетается в проницаемый пласт при давлении, под действием которого пласт расщепляется вдоль естественных трещин или по плоскостям напластования и создаются новые трещины. На месторождении Белый Тигр давление, зарегистрированное на поверхности для каждой скважины, колеблется в интервале 350-500 атм. Объем используемой жидкости составляет 120-150 м³.

Паровые пули для создания высокого давления. Этот метод эффективен на отложении олигоцена. Преимущество метода заключается в том, что требуется меньше времени и рабочих, а также в создании новых трещин и расширении старых трещин. Недостатком является то, что трещины легко закрываются, трубка легко искажается. Эти недостатки влияют на качество работы скважины.

СЕКЦИЯ 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Сущность метода: пуля спускается по силовому кабелю на призабойной зоне скважины и взрывается, при взрыве создается давление, которое позволяет разрыву пласта. Регулируемое время взрыва длится несколько минут до доли секунды (0,01-1 секунд), что приводит к созданию высокого давления 100-250 МПа. Интенсивность изменения зависит от массы взрывчатого вещества (от 20 до 500 кг).

Обработка кислотой: кислотные ванны, кислотные эмульсии и кислотные пены. Кислотная обработка может применяться для низкотемпературных и высокоэффективных пластов на отложении миоцена. Основное преимущество - простое и быстрое время обработки. Этот метод имеет тот недостаток, что вызывает высокую скорость коррозии. Сущность этого метода обработки заключается в закачке кислотного раствора в ПЗС. Реакция кислотного раствора с некоторыми присутствующими в породах веществами, такими как известняки, доломиты или карбонатные цементирующие вещества, и с некоторым типом загрязненных отложений, почвы в ПЗС будет очищать эту зону или образовывать и (или) расширять поры, трещины, что приводит к повышению проницаемости породы.

Кислотные ванны являются простой формой СКО. В отличие от других методов обработки, при кислотной ванне кислотный раствор закачивается в забойную зону, и не закачивается в нижнюю части ПЗС. Объем кислотного раствора равен объему скважины от забоя до коровли обрабатываемого интервала. Раствор закачивается через башмак НКТ, который спускается до забоя скважин или подошвы пласта.

Метод **кислотной эмульсии** является наиболее эффективным методом обработки кислотой и применяется для залежи олигоцена и фундамента. Главное преимущество этого метода: эмульсия обладает определенным периодом стабильности, которые и контролирует время замедления реакции, причем это замедление не зависит от величины раскрытости трещин. Это исключительно важно при проведении кислотных обработок в скважинах с высокими температурами.

Сущность обработки **кислотными пенами** заключается в том, что вместо соляной кислоты HCl в пласт закачивается аэрированный (или газированный) кислотный раствор ПАВ, который представляет собой двухфазную кислотную пену. Преимуществами является тем, что кислотная пена может глубоко проникать в пласт, вследствие этого эффективность действия кислоты в пласте повышается процесс освоения скважин после обработки улучшается. Ограниченность этого метода заключается в сложной технологии и высокой опасности.

В таблице приведена экономическая эффективность методов обработки ПЗП, применяемых на месторождении «Белый Тигр» в периоде 1988-2014 гг.

Таблица

Экономическая эффективность методов обработки ПЗП на м. «Белый Тигр» в периоде 1988-2014 гг.

Метод обработки	Общее число обработки	Общее число успеш. обработки	Успешная обработка, %	Дополн. добыча нефти, тонн
Кислотные обработки	88	70	79,5	153046
Кислотные эмульсии	229	184	80,3	1394850
Кислотные пены	6	4	66,7	15600
ГРП	55	37	69,0	181710
Паровые пули	33	16	48,5	117590

По фактическим результатам обработки ПЗП на месторождении «Белый Тигр» в период 1988 - 2014 гг. подтверждаем, что качество и количество обработок увеличиваются: было проведено 411 обработок различными методами, дополнительная добыча нефти составила 1,862,796 тонн. Результаты обработки (таблица) показывает, что:

- Обработка кислотной эмульсией проведена в 229 раз (55,7%), число успешной обработки составилось 184 раз (80,3 %), дополнительная добыча нефти - 1394850 тонн нефти (74,9%). Этот метод является наиболее эффективным и экономичным методом.

- Метод гидравлического разрыва были проведен в 55 раз (13,4%) и успешно в 38 раз (69,0%) с дополнительной добычей нефти только 181710 тонн (9,75%).

- Обработка паровыми пулями была проведена в 33 раз (8,0%), в том числе был 16 успешных раз (48,5%), дополнительная добыча нефти - 117590 тонн (6,3%).

- Метод кислотного раствора был проведен в 88 раз (21,4%), в том числе был 70 успешных раз (79,5%) с дополнительной добычей нефти - 153046 тонн (8,2%). Экономическая эффективность достаточно высока.

- Метода обработки кислотными пенами проводили в 6 раз (1,2%), в том числе успешно проводили в 4 раза (66,7%), и получили 15600 тонн дополнительных добыч нефти (0,84%), экономическая эффективность на самом деле незначительна.

Таким образом, метод обработки ПЗП кислотной эмульсией является наиболее широким применяемым методом также является наиболее экономичным и эффективным методом на месторождении «Белый Тигр».

Литература

1. Выбор технология обработки призабойной зоны скважины на месторождении Белый Тигр / Нгуен Ван Ким, ЧиньНьунуан, ЛеФьюкХао и др. - Институт технических наук и нефтяной геологии, Хошимин политехнический университет, 2006. -
2. Обработка скважин для увеличения добычи нефти / Фунг Динь Тхук, ДуонгЗань Лам, Ле Ба Туан и др. // Наука и технологии. - 2014. - № 6.

**ОБОСНОВАНИЕ И ВЫБОР МЕТОДОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ СКВАЖИН
ПРИМЕНИТЕЛЬНО К УСЛОВИЯМ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «БЕЛЫЙ ТИГР»**

Фам Ван Хоанг

Научный руководитель – профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, России

Обработка призабойной зоне скважин (ПЗС) с целью интенсификации притока нефти является необходимым мероприятием, как при закачивании строительства, так и в процессе эксплуатации с целью восстановления и увеличения добычных возможностей скважин.

Выбор методов воздействия на ПЗС зависит в первую очередь от геологического строения залежей нефти, коллекторских свойств продуктивных пластов и свойств насыщающих их флюидов, условий разработки и других факторов, влияющих на применимость тех или иных интенсификации притока.

На месторождении «Белый Тигр» разрабатывается 3 объекта: нижний миоцен, нижний олигоцен (терригенные коллекторы) и массивная залежь фундамента (трещиноватые породы - граниты), которые по своим особенностям предопределяют различный подход к методам интенсификации притока.

В тоже время, в условиях морской разработки залежей нефти целесообразно иметь минимальный набор эффективных, опробированных базовых методов и технологий для обработки призабойной зоне скважин и освоения скважин после бурения, позволяющих оптимально решать задачи, связанные с повышением продуктивности скважин, с учетом совокупности таких факторов по этим залежам, как средний и нижний предел проницаемости пород-коллекторов (средняя проницаемость н.миоцена и н.олигоцена соответственно 0,1 и 0,014 д); значительная расчлененность соответственно 3 и 10 и неоднородность (коэффициент песчаности по н.миоцену – 0,24-0,32, по н.олигоцену – 0,18); вскрытие пластов при бурении с использованием жидкости на водной основе с содержанием твердой фазы (глинистый раствор), приводящий к снижению фильтрационно-ескостных параметров призабойной зоне скважин.

Анализ состояния эксплуатационного фонда показывает, что из 34 скважин действующего эксплуатационного фонда (без скважин центрального свода фундамента) уже более 40% скважин, пробуренных на терригенные отложения и северный свод фундамента, являются объектами для проведения работ с целью интенсификации притока.

Обоснованное решение вопроса о методах воздействия на ПЗС на месторождении «Белый Тигр», испытание их эффективности позволит с наименьшими издержками осуществлять промышленное внедрение методов интенсификации, с минимальным количеством самых методов.

За базовые технологии, рекомендованные к промышленным испытаниям, были приняты следующие: глубокое дренирование призабойной зоне скважин, в том числе химическими реагентами; разрыв пластв пороховыми генераторами давления (ПГД) без закрепления трещин; гидроразрыв пласта (ГРП) с закреплением трещин; кислотное воздействие, в том числе поэтапное с различными ПАВ.

В перспективе намечается использование комплексов вибровоздействия-гидроимпульсного и других аналогичных методов. Каждый из перечисленных методов хорошо сочетается и дополняет друг друга, и в практике нефтедобычи, за исключением пороховых генераторов, во многих случаях является обязательным комплексом закачивания строительства скважин.

Днерирование пласта с использованием хим. реагентов заключается в закачке в ПЗС жидкого состава, который под действием температуры (свыше 80°C) разлагается с выделением значительного объема газа, одновременно происходит химическое воздействие и интенсивная очистка призабойной зоне скважин. Способ может быть особенно эффективен для трещиноватых коллекторов скважин фундамента.

Способ разрыва пласта малогабаритными пороховыми генераторами основан на сжигании в скважине пороховых зарядов, в результате чего, создается давление равное или превышающее горное давление с образованием сети трещин с высокой фильтрационной способностью. Такой способ сочетается с использованием активных веществ, в среде которых можно производить сжигание зарядов. После инициирования сети трещин, за счет сгорания пороховых зарядов в технологии обработки предусматривается гидродинамическое воздействие путем закачки активных жидкостей.

За счет эффекта гидродинамического воздействия увеличивается размер трещин, причем деформация части трещин носит остаточный характер (несмыкающиеся трещины), что позволят исключить операции по их закреплению.

Разрыв пласта малогабаритными пороховыми генераторами давления является одним из современных методов, внедряемых в нефтяной промышленности СНГ и других стран. В частности, в работе сообщается о высокой эффективности обработок двух скважин с использованием высокоэнергетического разрыва пласта, основанного на сжигании в ПЗС медленногорящих твердых взрывчатых веществ (ВВ) на морском месторождении Лейк-Эри в Северном море. Отмечается, что в последнее время аналоги данного метода приобретают все большее распространение при освоении скважин после бурения с целью очистки перфорационных каналов и устранения скин-эффекта.

Задача интенсификации притока в скважинах с естественной низкой проницаемостью коллектора (<0,1Д) может быть решена путем проведения комплекса ГРП с закреплением трещин.

В скважинах, фильтрационные параметры которых снижаются в результате вскрытия пласта бурением с использованием промывочных жидкостей на водной основе с твердой фазой (глинистый раствор), предлагается проведение глинокислотных обработок в сочетании с гидроразрывом пласта (ГРМ).

СЕКЦИЯ 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Анализ проведенных опытных глинокислотных обработок с ГРМ в скважинах месторождения «Белый Тигр» показал положительные реакции ПЗС на воздействия кислотных растворов и улучшение фильтрационной характеристики ПЗС в результате воздействия. Однако, учитывая значительные толщины пластов, их расчлененность и неоднородность, кислотные обработки с целью более полного охвата зон обработки воздействием должны проектироваться и проводиться как многостадийный процесс с применением современных технологий, материалов и реагентов.

Поэтапный технологический процесс кислотной обработки на месторождении «Белый Тигр» должен состоять из следующих основных операций в каждом цикле: закачки кислотного раствора, в том числе с использованием загустителей; ГРМ пласта раствором гидрофобизирующих ПАВ; закачки отклоняющего агента типа (вязкоупругих составов их полимерных материалов, гелеобразующих состав, эмульсионных растворов с минеральными наполнителями); повторение цикла. Количество циклов в условиях скважин месторождения «Белый Тигр» может составлять 3-4 цикла с общим объемом кислотного раствора 30-40 м³.

С целью повышения эффективности кислотных обработок за счет снижения межфазного натяжения, улучшения условий проникновения и выноса кислотного раствора, диспергирования глинистых частиц, рекомендуется кислотный раствор применять в сочетании с техническими спиртами или ацетоном.

С целью увеличения приемистости нагнетательных скважин планирует провести испытания комплекса гидровибровоздействия – метода эффективного для этих целей.

Базовыми методами будет решаться задача интенсификации притока, как по скважинам существующего эксплуатационного фонда, так и при заканчивании строительства новых скважин.

Технологический процесс освоения, ввода скважин в эксплуатацию после бурения должен включать необходимый комплекс работ по эффективной очистке бурового раствора и, при необходимости, на основании и результатов ГИС, интенсификацию притока одним из базовых методов. К сожалению, в настоящее время проведение каких-либо мероприятий по интенсификации после бурения не предусматривается.

Для проведения работ по интенсификации добычи нефти необходимо иметь комплекс оборудования и технических средств, обеспечивающих эффективную реализацию методов и технологии по обработке ПЗС в условиях разработки морского месторождения «Белый Тигр». В настоящее время техническое обеспечение работ по обработке призабойной зоне не удовлетворяет требованиям, предъявляемым к подобного рода работам по основным технологическим параметрам: темп закачки, давление нагнетания, объемы закачиваемых жидкостей.

Оптимальным решением вопроса является современное обеспечение комплексом оборудования (на плавучей установке или в модульном исполнении), применение которого позволит проводить операции по обработке призабойной зоне по всем базовым и другим технологиям, в большей степени удовлетворяющим этим требованиям.

В мировой практике разработки морских месторождений применяют различные варианты решения данной проблемы, в зависимости от конкретных условий и совокупности всех факторов разработки и эксплуатации месторождения.

Один из вариантов решения проблемы по созданию комплекса оборудования на плавучей базе для физико-химических методов воздействия на ПЗС предложен фирмой «Технефтегаз». Причем, в данном варианте технического предложения возможно использование уже имеющегося оборудования для проведения обработок на предприятиях СП «Вьетсопетро».

Исходя из обоснования и выбора направления работ по интенсификации притока, в 1992 г. было проведено опытно-промышленное опробирование основных базовых методов и технологий: кислотное воздействие с ГРМ; разрыв пласта с применением ПГД и активными жидкостями; дренирование скважин химреагентами.

В период 1992-2014, на месторождении «Белый Тигр» было проведено 1098 обработок призабойной зоны скважин разными методами.

Таблица

Распределение обработок ПЗП по объектам разработки

Объекты разработки	Мак.число фонда скважин	Число обработан. скважин	Доля обработан. скважин, %	Число обработки, раз	Доля обработки, %
Нижний миоцен	54	27	50	52	9,0
Верхний олигоцен	20	15	75	27	4,7
Нижни олигоцен	77	77	100	312	54,1
Фундамент	125	71	57	186	32,2
Итого	276	190	69	577	100

Из таблицы отметим, что в период 1992-2014 были обработаны 577 раз в 190 скважин по 4 объектам разработки. В частности, число проведения ОПЗ скважин из нижнего миоцена скважин составило 9,0%, из верхнего олигоцена - 4,7%, из нижнего олигоцена- 54,1% и из фундамента - 32,2%.

Литература

1. Гречнев Н.П., Фьет Ч.Ш., Сафаров Р.А. и др Разработка и испытание технико-технологических решения по механизированной добыче нефти, методов интенсификации добычи нефти и закачки воды на месторождении «Белый Тигр» / Вунтау: НИПиморнефтегаза, 2014. - 176 с.
2. Мокрищев Э.П., Каримов М.Ф., Лам З.З. и др Совершенствование технико-технологических решений по механизированной добыче нефти, методов интенсификации добычи нефти, закачки воды на месторождениях «Белый Тигр» / Вунтау: НИПиморнефтегаза, 2005. - 289 с.

АДАПТИВНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ПРОГНОЗИРУЮЩИХ МОДЕЛЯХ

Фам Динь Ан, Донг Ван Хоанг

Научный руководитель профессор В.Л. Сергеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Рассматривается задача моделирования и прогнозирования недовосстановленных значений забойного давления при гидродинамических исследованиях скважин на не установившихся режимах фильтрации и предлагается метод прогноза забойного давления на основе интегрированных систем моделей с учетом дополнительной априорной информации. Приводится результат прогнозирования недовосстановленного участка кривой восстановления давления горизонтальной скважины нефтяного месторождения Тюменской области, показывающий целесообразность использования предложенного метода.

Введение: При гидродинамических исследованиях скважин, эксплуатирующих низкопроницаемые коллектора, часто получают недовосстановленные кривые восстановления давления (КВД), обработка которых может привести к получению недостоверной информации о состоянии пласта и скважины. В настоящее время большое внимание уделяется феноменологическим моделям для прогнозирования эволюционных процессов жизненного цикла систем (текущая емкость рынка инновационного товара, накопленная добыча нефти и газа в процессе разработки месторождений углеводородов, забойное давление при гидродинамических исследованиях скважин (ГДИС) на не установившихся режимах фильтрации и т.п.). Для решения задачи прогноза недовосстановленных значений забойного давления при ГДИС в данной работе предлагается использовать интегрированные системы прогнозирующих моделей (феноменологических и модели КВД с учетом влияния ствола скважины) с учетом дополнительной априорной информации.

Модели и алгоритмы адаптивной идентификации КВД и прогноза недовосстановленного участка забойного давления. Для адаптивной идентификации КВД и прогноза недовосстановленных значений забойного давления при ГДИС используем интегрированную систему моделей на основе прогнозирующих моделей с переменными, зависящими от времени параметрами, с учетом дополнительной априорной информации вида [1]

$$\begin{cases} y^*(t) = f_0(t, \alpha(t)) + \xi_t \\ \bar{z}_{j,t} = f_{a,j}(t, \alpha(t)) + \eta_{j,t}, j = \overline{1, k} \end{cases} \quad (1)$$

где $\alpha(t) = (\alpha_i(t), i = \overline{1, m})$ – неизвестные однозначные функции времени t ; $y^*(t), f_0(t, \alpha(t))$ – фактические и вычисленные на основе модели $f_0(t, \alpha(t))$ значения забойного давления; $f_{a,j}(t, \alpha(t)), j = \overline{1, k}$ – модели объектов аналогов, позволяющих учитывать дополнительную априорную информацию $\bar{z}_{j,t}, j = \overline{1, k}$, известную к моменту времени t . Прогнозирующая модель забойного давления и модели объектов аналогов $f_0(t, \alpha(t)), f_{a,j}(t, \alpha(t))$ – известные функции; ξ_t, η_t – случайные неконтролируемые факторы.

В данной работе в качестве прогнозирующих моделей забойного давления используются феноменологические модели и модель КВД с учетом влияния ствола скважины. Вид моделей представляется в таблице 1.

Таблица 1

Модели для прогноза недовосстановленного участка КВД

Название модели		Вид модели
Феноменологическая модель	Логистическая	$\Delta P_3 = \frac{\alpha_1}{1 + e^{-\alpha_2 t}}$
	Бергаланфи	$\Delta P_3 = \alpha_1 (1 + e^{-\alpha_2 t})^{\alpha_3}$
Модель КВД с учетом влияния ствола скважины (ВСС) [2]		$\Delta P_3 = \left(\frac{1}{1 + e^{-\alpha_3 t}} \right) (\alpha_1 + \alpha_2 \ln(t))$

Примером (1) является интегрированная система модели КВД с учетом дополнительной априорной информации о пластовом давлении:

$$\begin{cases} P_{3,n}^* = f(t_n, \alpha_n) + \xi_n = P_3(t_0) + \left(\frac{1}{1 + e^{-\alpha_{3,n} t_n}} \right) (\alpha_{1,n} + \alpha_{2,n} \ln(t_n)) + \xi_n \\ \bar{P}_{ин} = \int_0^T f(\tau, \alpha_n) d\tau + \eta_{n+\tau} = P_{ин}(\alpha_n) + \eta_n \end{cases} \quad (2)$$

где $P_{3,n}^*, f(t_n, \alpha_n)$ – фактические и вычисленные на основе модели значения забойного давления к моменту времени t_n , $\bar{P}_{ин}$ – априорная информация о пластовом давлении.

Оценки параметров моделей определяются путем решения оптимизационных задач (3) и (4) методом Гаусса-Ньютона:

$$\alpha_n^* (\beta_n) = \arg \min_{\alpha_n} \Phi(t_n, \alpha_n, \beta_n) \quad (3)$$

$$\beta_n^* = \arg \min_{\beta_n} (J_0(\alpha_n^*(\beta_n))) \quad (4)$$

где запись $\arg \min_x f(x)$ означает точку минимума x^* функции $f(x)$ ($f(x^*) = \min_x f(x)$); $\Phi(t_n, \alpha_n, \beta_n) = \Phi(J_0(t_n, \alpha_n), J_a(\alpha_n, \beta_n))$ – комбинированный показатель качества интегрированной системы моделей (2), представляющий заданную функцию (функционал) Φ от частного критерия качества модели КВД с учетом ВСС $J_0(t_n, \alpha_n) = \|P_{z,n}^* - f(t_n, \alpha_n)\|_{w(y)}^2$ и частного критерия качества модели пластового давления $J_a(\alpha_n, \beta_n) = \|\bar{P}_{пл} - P_{пл}(\alpha)\|_{w(\beta)}^2$, β – управляющие параметры, определяющие вес дополнительных априорных данных о пластовом давлении.

Результаты адаптивной идентификации КВД и прогноза невосстановленных значений забойного давления. На рис.1 и рис.2 приведены результаты прогноза невосстановленных значений забойного давления горизонтальной скважины №1 нефтяного месторождения Тюменской области и их относительные ошибки с использованием прогнозирующих моделей и алгоритмов решения оптимальной задачи (3) и (4) [2]. В качестве дополнительной априорной информации использовалась экспертная оценка пластового давления. Из рис. 1-2 видно, что метод адаптивной идентификации с использованием интегрированными системами прогнозирующих моделей с переменными параметрами и с учетом дополнительной априорной информации позволяет получить прогнозные значения невосстановленного участка КВД с высокой точностью, особенно с моделью КВД с ВСС.

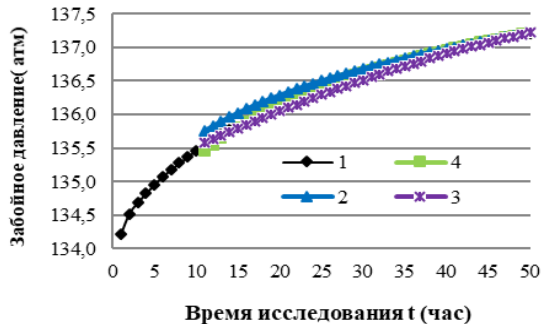


Рис.1 Фактические (линия 1) и прогнозные значения забойного давления горизонтальной скважины №1 на основе модели Берталанфи (линия 2), логистическая модель (линия 3), модель КВД с учетом ВСС (линия 4).

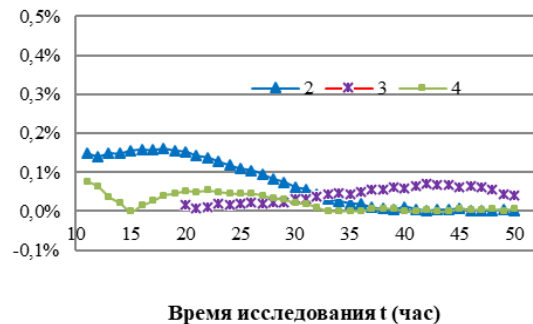


Рис.2 Относительные ошибки прогнозных значений забойного давления горизонтальной скважины №1 на основе модели Берталанфи (линия 2), модели логистической (линия 3), модели КВД с учетом ВСС (линия 4)

В таблице 2 приведены значений относительных ошибок оценок пластового давления, полученных на основе метода адаптивной идентификации (2) с использованием прогнозирующих моделей с учетом ($\beta_n = \beta_n^*$) и без учета ($\beta_n = 0$). Из таблицы 2 видно, что с помощью интегрированной системы прогнозирующих моделей с переменными параметрами можно достаточно точно оценить пластовое давление. Учет и корректировка дополнительной априорной информации о параметрах позволяет существенно повысить точность оценок.

Таблица 2

Относительные ошибки оценок пластового давления

Априорная информация	Прогнозирующие модели		
	КВД с ВСС	Берталанфи	Логистическая
$\beta_n = 0$	0,2516	0,1373	0,3801
$\beta_n = \beta_n^*$	0,2512	0,1289	0,3791

Вывод. Для решения задачи идентификации процесса восстановления забойного давления предложено использовать интегрированные системы прогнозирующих моделей с зависящими от времени параметрами с учетом дополнительной априорной информации. На примере исследования горизонтальной скважины нефтяного месторождения Тюменской области показано, что предложенный метод адаптивной идентификации позволяет получить прогнозные значения забойного давления невосстановленного участка КВД и определить оценки пластового давления.

Литература

1. Сергеев В.Л., Нгуен К.Х., Нгуен Т.Х.Ф. Адаптивная идентификация жизненного цикла систем методом интегрированных феноменологических моделей с переменными параметрами // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2016. Т. 327. № 12. С. 101 – 109.
2. Сергеев В.Л., Донг Ван Хоанг. Адаптивная интерпретация гидродинамических исследований горизонтальных скважин с идентификацией псевдораздального потока // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2017. Т. 328. №10. – С. 67 – 73.

3. Сергеев В.Л. Интегрированные системы идентификации. –Томск: Изд-во ТПУ, 2011. – 198 с.
4. Хасанов М.М., Карачурин Н.А., Тяжев Е.А. Оценка извлекаемых запасов на основе феноменологических моделей // Вестник инженерного центра ЮКОС. – 2001. – № 2. – С. 3–7.
5. Пантелеев А.В., Летова Т.А. Методы оптимизации в примерах и задачах. – СПб.: Изд-во "Лань", 2015. – 512 с.

МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ИСКУССТВЕННОГО ВОДОНЕФТЯНОГО КОНТАКТА В ЗАЛЕЖИ ФУНДАМЕНТА МЕСТОРОЖДЕНИЯ БЕЛЫЙ ТИГР

Фан Куок Хань

Научный руководитель профессор Ю.В. Савиных

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Трещиноватые коллекторы в гранитоидных породах – новый тип коллектора, который значительно отличается от коллекторов в карбонатных или терригенных породах. Для текущего и перспективного планирования добычи нефти нужно определить поле фильтрации закачиваемой воды и положение искусственного водонефтяного контакта в залеже.

Методы определения водонефтяного контакта (ВНК) и газонефтяного контакта (ГНК) в терригенных и карбонатных коллекторах достаточно изучены. К ним в первую очередь относятся работы Р.А. Резванова, Б.Ю. Вендельштейна, М.А. Токарева, В.П. Савченко, Д. Роччи и др.

Залежь в кавернотрещиноватом гранитоидном фундаменте мезозойского эры месторождения Белый Тигр является уникальной по геологическому строению, запасам и термодинамическим условиям залегания нефти. Месторождение было открыто в 1975 году и введено в разработку в 1986 году. В начале 1993 г. приступили к закачке воды в пласты для поддержания пластового давления выше давления насыщения, однако через три года произошло обводнение продукции некоторых скважин. Поэтому методы определения искусственного водонефтяного контакта (ИВНК) начали широко применять с 1997 г. До настоящего времени, в СП Вьетсовпетро положение ИВНК в залежи фундамента месторождения «Белый Тигр» определялось следующими методами:

- Традиционные методы или эксплуатационный каротаж (Production Logging Test, PLT), который широко применяемый с 1997 г.;

- Метод забойных давлений, который начал применяться с 2004 г.

- Метод термогидродинамической визуализации (ТГДВ), основанный на положении текущего искусственного водонефтяного контакта соседних скважин.

При определении положения ИВНК в залежи фундамента в СП Вьетсовпетро в основном использованы методы традиционного и забойных давлений, а метод ТГДВ – дополнительным.

Определение ИВНК традиционными методами

Эксплуатационный каротаж – один из традиционных методов определения контакта нефть-вода в нефтяных коллекторах, является основным для залежей фундамента месторождения «Белый Тигр». Этот метод даёт достоверный результат по определенной группе обводнившихся скважин. И так, результаты обработки эксплуатационного каротажа характеризуют только условное положение ВНК. К настоящему времени этим методом проведёно примерно 150 исследований, но они не дали однозначного ответа о положении ВНК.

В скв. 1404 обводнение началось с апреля 1997 г, самая нижняя точка притока соответствует абсолютной глубине 3574 м. Если предположить, что уровень контакта нефть-вода поднялся до 3574 м, то расчетная скорость его подъема по этому методу равна 12 м/мес. Аналогично, в скв. 1415 и 1407 скорости подъема контакта нефть-вода составляют 8,6 и 6 м/мес соответственно. И так, средняя скорость подъема воды составляет примерно 8 м/мес (96 м/год), что не совпадает с историей разработки залежи.

По методу PLT на 01.01.2009 г. среднее условное положение ВНК на Центральном блоке фундамента находится на глубине 3350 м. [1].

В целом в нефтеносном трещиноватом гранитоиде отмечаются самые неожиданные гипсометрические отметки появления воды, а темпы обводнения скважин чрезвычайно разнообразны. Это не позволяет даже качественно использовать традиционные подходы к определению положения ИВНК. В связи с этим в 2004 г. принято решение определить положение ВНК по забойным давлениям в добывающих и нагнетательных скважинах.

Определение ИВНК методом забойных давлений

Метод забойных давлений для определения контакта нефть-вода, предполагает наличие постоянного градиента давлений между соседней нагнетательной и добывающей скважиной вдоль прямой линии, соединяющей их забои.

На рисунке 1 приведена схема расположения ВНК, рассчитанного по забойным давлениям и методом термогидродинамической визуализации трещин на 01.06.2004 и 01.06.2006 г. Из рисунка 1 видно, что из восьми определений уровня ВНК методом измерения забойных давлений, семь находятся в диапазоне 3430-3540 м с некоторым понижением уровня контакта нефть-вода с севера на юг, только в скв. 1442 положение контакта нефть-вода оказалось ниже на 200 м (на глубине 3740 м).

По проведенному в 2014 г. исследованию, средняя скорость подъема ИВНК по залежи фундамента составила примерно 70 м/год. На рисунке 1 показаны предполагаемые уровни ИВНК на 01.06.2006 и 01.01.2009 г. и, которые явно противоречат фактическому состоянию разработки и обводненности продукции залежи.

Можно сказать, что определение положения контакта нефть-вода по методу PLT также, как и по забойным давлениям в добывающих и нагнетательных скважинах, не смогли ответить на вопрос о реальном положении ИВНК.



Рис. 1. Схема положения ИВНК, определенные по методу забойных давлений и ТГДВ

Определение ИВНК методом забойных давлений

Метод забойных давлений для определения контакта нефть-вода, предполагает наличие постоянного градиента давлений между соседней нагнетательной и добывающей скважиной вдоль прямой линии, соединяющей их забои.

На рисунке 1 приведена схема расположения ВНК, рассчитанного по забойным давлениям и методом термогидродинамической визуализации трещин на 01.06.2004 и 01.06.2006 г. Из рисунка 1 видно, что из восьми определений уровня ВНК методом измерения забойных давлений, семь находятся в диапазоне 3430-3540 м с некоторым понижением уровня контакта нефть-вода с севера на юг, только в скв. 1442 положение контакта нефть-вода оказалось ниже на 200 м (на глубине 3740 м).

По проведенному в 2014 г. исследованию, средняя скорость подъема ИВНК по залежи фундамента составила примерно 70 м/год. На рисунке 1 показаны предполагаемые уровни ИВНК на 01.06.2006 и 01.01.2009 г. и, которые явно противоречат фактическому состоянию разработки и обводненности продукции залежи.

Можно сказать, что определение положения контакта нефть-вода по методу PLT также, как и по забойным давлениям в добывающих и нагнетательных скважинах, не смогли ответить на вопрос о реальном положении ИВНК.

Определение ИВНК методом термогидродинамической визуализации (ТГДВ) трещин.

Метод термогидродинамической визуализации трещин можно представить, как новый подход к определению положения ИВНК для месторождения «Белый Тигр» [2]. Средняя скорость подъема ИВНК, рассчитанная по этому методу, составляет 3 м/мес (35 м/год). На 01.01.2009 г. среднее положение искусственного ВНК на Центральном блоке фундамента находится на глубине 3500-3520 м. Результаты расчета по ТГДВ показаны на рис. 2.



Рис. 2. Схематические местоположения ИВНК в залежи фундаменте месторождения «Белый тигр», определенные по методу ТГДВ

Оценка уровня искусственного водонефтяного контакта по методу термогидродинамической визуализации трещин соответствует фактическому состоянию разработки месторождения «Белый Тигр». Однако такая оценка выполнена на основе результатов обработки исследований всего лишь 10 скважин, поэтому результат считается предварительным. И так, по этому методу уточнение положения ИВНК может осуществиться только после обработки большинства добывающих скважин в залежи.

Таким образом, эксплуатационный каротаж позволяет уверенно выделять обводненные интервалы, но полученные отметки не соответствуют реальным уровням искусственного водонефтяного контакта в залежи фундамента месторождения Белый Тигр. Метод забойных давлений слишком упрощает схему гидродинамических связей скважин, что приводит к несоответствию расчётных и реальных уровней искусственного

контакта нефть-вода. Построение ИВНК на основе метода термогидродинамической визуализации трещин позволяет получить более реальную оценку положения контакта нефть-вода и лучше других методов объясняет невысокую обводненность залежи в целом.

Литература

1. Вершовский В.Г. Анализ текущего состояния разработки месторождения Белый Тигр и Дракон / В.Г. Вершовский, М.Т. Ле // Отчет о научно-исследовательской работе СП «Вьетсовпетро». – 2009. - 155 с.
2. Горшенев В.С. Новый подход к определению положения искусственного водонефтяного контакта в нефтеносных гранитах / В.С. Горшенев, В.Ф. Штырлин, А.В. Фомкин, В.В. Плынин // Нефтяное хозяйство. - 2006. - № 6. - С. 44 - 46.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВОДОНЕФТЯНОГО КОНТАКТА В ЗАЛЕЖИ ФУНДАМЕНТА МЕСТОРОЖДЕНИЯ БЕЛЫЙ ТИГР

Фан Куок Хань

Научный руководитель профессор Ю.В. Савиных

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Постановка задачи

Нефтяные залежи часто имеют куполообразную форму, в которой вода содержится в нижней, а газовая шапка в верхней части пласта. Поверхность раздела между флюидами по результатам исследования считается плоской [1].

Задача определения газонефтяного контакта (ГНК) и водонефтяного контакта (ВНК) по измерению пластовых давлений в газовой шапке, в зоне, содержащей нефть и в области подошвенной воды уже давно известна [1]. Ниже мы покажем улучшенный метод для определения ВНК и его применение в гидродинамических условиях, когда нефть вытесняется водой.

Связь гидростатического и гидродинамического давлений

Перемещение любого фазового флюида в залежи подчиняется линейному закону [2]:

$$V = (k/\mu) \nabla P \tag{1}$$

где V - скорость фильтрации, k - проницаемость, μ - вязкость флюида, ∇P – градиент давления. Во время проведения исследования посуточно закачивали в фундамент 54000 м³ воды. В пластовых условиях, закачанная вода расширяется и её объем будет равен 57660 м³. Площадь Центрального блока фундамента 46,5 км². И так, средняя скорость фильтрации по вертикале равна 1,24 мм/сут. Средняя вязкость нефти равна 4,2·10⁻⁴ Па·с.

Проницаемость пород значительно изменяется по площади и глубине залежи. Нижняя часть пласта и удаленная от Центрального блока зона характеризуются низким значением коэффициента проницаемости, несколько мД; в верхней части пласта проницаемость пород может достигать сотни мД.

Расчёт перепада гидродинамического давления на каждые 100 м показывает, что проницаемость пород k равны 1, 10 и 100 мД, перепады давления ΔP будут равны 6,03; 0,603; 0,060 кг/см² соответственно. Перепад гидростатического давления нефти на каждые 100 м постоянно равен 6,43 кг/см². В результате перепад гидродинамического давления равен перепаду гидростатического давления в случае $k = 1$ мД, в 10 раз меньше, если $k = 10$ и в 100 раз меньше, если $k = 100$ мД.

При $k > 100$ мД, перепад гидродинамического давления незначителен и при проведении расчётов можно им пренебречь.

Если $k < 100$ мД, нельзя пренебречь перепадом гидродинамического давления при проведении расчётов.

Если $k < 10$ мД, перепад гидродинамического давления значителен, нужно его подробно рассматривать в расчёте.

Если $k < 1$ мД, перепад гидродинамического давления больше перепада гидростатического давления, поэтому обобщенная методика для расчёта перепада гидростатического давления для определения водонефтяного контакта в гидродинамических условиях разработки залежи затрудняется.

Определение положения статического равновесия ВНК в залежи массивного типа по данным забойных давлений

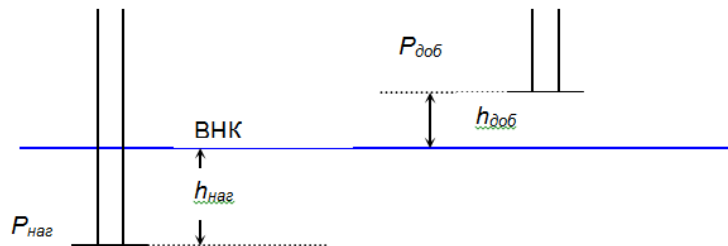


Рис. Схема расположения скважин и водонефтяного контакта

СЕКЦИЯ 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В положении равновесия поверхность ВНК является плоской. Из рис. видно, что:

$$P_{ВНК} = P_{доб} + \rho_n g h_{доб}; P_{ВНК} = P_{наг} + \rho_g g h_{наг}; h_{доб} + h_{наг} = h \quad (2)$$

$P_{ВНК}$, $P_{доб}$, $P_{наг}$ – давления в ВНК, добывающих и нагнетательных скважинах соответственно; ρ_g , ρ_n , ρ_w – плотность газа, нефти и воды соответственно; g – ускорение свободного падения; $h_{доб}$, $h_{наг}$ – расстояние между добывающими, нагнетательными скважинами и ВНК соответственно.

Для упрощения расчёта, ось Z направлена вниз. Обозначаем $Z_{ВНК}$, $Z_{доб}$, $Z_{наг}$ – расстояние от оси абсцисс до рассмотренных точек (по абсолютной глубине). Тогда уравнения (2) имеют вид:

$$P_{ВНК} = P_{доб} + \rho_n g (Z_{ВНК} - Z_{доб}); P_{ВНК} = P_{наг} - \rho_g g (Z_{наг} - Z_{ВНК}); Z_{наг} - Z_{доб} = h \quad (3)$$

Из уравнений (3), положение ВНК определяется по формуле:

$$Z_{ВНК} = \frac{(\rho_g Z_{наг} - \rho_n Z_{доб})g - (P_{наг} - P_{доб})}{(\rho_g - \rho_n)g} \quad (4)$$

Упрощаем уравнение (4) в соответствии со значениями пластового давления ($\text{кг/см}^2 = \text{г.кг/см}^2$) и других физических величин, приведенные в системе СИ. Тогда уравнение (4) имеет вид:

$$Z_{ВНК} = \frac{(\rho_g Z_{наг} - \rho_n Z_{доб})g - 10 \cdot (P_{наг} - P_{доб})}{(\rho_g - \rho_n)g} \quad (5)$$

Скорость перемещения ВНК определяется из формулы (5) и имеет вид:

$$V_{ВНК} = \frac{10}{\rho_g - \rho_n} \left(\frac{dP_{наг}}{dt} - \frac{dP_{доб}}{dt} \right) \quad (6)$$

Разность плотности между водой и нефтью рассчитана в тоннах/м³, для фундамента месторождения Белый Тигр $\rho_g - \rho_n = 0,32$. Для эффективного применения формулы (6) необходимо измерять пластовое давление более регулярно, где отмечен подток воды.

Методы быстрого расчёта уровня поднятия ВНК в фундаменте месторождения Белый Тигр

Пластовые давления в верхней части добывающих скважинах Центрального блока фундамента месторождения Белый Тигр одинаковы и попадают в интервал 239 ÷ 245 кг/см².

Методика быстрого расчёта использует пластовое давление, приведенное к абсолютной глубине -3050 и -4000 м, измеренное в добывающих и нагнетательных скважинах. Свойства используемых для расчёта вод определены для глубины -4000 м, температура 45С⁰ и давление 310 кг/см². Свойства извлеченной пластовой нефти определены для глубины -3400 м, температуре 138С⁰ и давлении 270 кг/см², плотности воды и нефти: $\rho_w = 0,9591$; $\rho_n = 0,6431$, то есть $\Delta\rho = 0,316$. Тогда из (5), получаем:

$$Z_{ВНК} = 5934 - 31,6(P_{наг} - P_{доб}) \quad (7)$$

Значения приведенного давления в добывающих скважинах на 01.01.2014 попадают в интервал 135 ÷ 145 кг/см², а в нагнетательных скважинах в интервал 200 ÷ 235 кг/см². Результаты определения водонефтяного контакта приведены в таблице 2.

Таблица 2
Результаты быстрого определения водонефтяного контакта в фундаменте месторождения Белый Тигр

$\frac{P_{наг}}{P_{доб}}$	200	205	210	215	220	225	330	335
135	3880	3722	3564	3406	3248	3090	2932	2774
136	3912	3754	3596	3438	3280	3122	2964	2806
137	3943	3785	3627	3469	3311	3153	2995	2837
138	3975	3817	3659	3501	3343	3185	3027	2869
139	4006	3848	3690	3532	3374	3216	3058	2900
140	4038	3880	3722	3564	3406	3248	3090	2932
141	4070	3912	3754	3596	3438	3280	3122	2964
142	4101	3943	3785	3627	3469	3311	3153	2995
143	4133	3975	3817	3659	3501	3343	3185	3027
144	4164	4006	3848	3690	3532	3374	3216	3058
145	4196	4038	3880	3722	3564	3406	3248	3090

Так как ВНК расположен в интервале 3050 ÷ 4000 м, то приведенное давление нагнетательных скважин должно удовлетворять таким условиям:

$$P_{доб} + \rho_n g (4000 - 3050) \leq P_{наг} \leq P_{доб} + \rho_g g (4000 - 3050) \quad (8)$$

И так, из уравнения (8):

$$61 \leq P_{\text{наг}} - P_{\text{доб}} \leq 91 \quad (9)$$

Эти условия не выполняются в случае, если нагнетательные скважины находятся в изоляционных зонах или закачка воды приводит к резкому увеличению давления. В этом случае определение ВНК затрудняется и получаемый результат не достоверен.

Литература

1. Жданов М.А. Нефтепромысловая геология, Гостехиздат, Москва, 1962
2. Голф-Рахт Т. Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов. -М. Недра, 1986. - 608 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ОБРАЗОВАНИЯ И УРОВНЯ ОСАЖДЕНИЯ НЕОРГАНИЧЕСКИХ СОЛЕЙ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

Фан Чыонг Бао

Научный руководитель ассистент Е.В. Курганова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Аннотация: Солевое осаждение вызывает множество трудностей в процессе добычи нефти и газа, особенно в шахтах с использованием впрыска воды для поддержания давления в резервуаре. Неорганические карбонатные и сульфатные соли (такие как CaCO_3 , CaSO_4 , BaSO_4) могут осаждаться в резервуарах и горном оборудовании из-за изменений температурных условий давления и химического равновесия в процессе эксплуатации. Статья является результатом изучения механизмов формирования и оценки способов образования и осаждения неорганических осадков в процессе разведки нефти и газа для обеспечения безопасной и эффективной эксплуатации системы.

1. Способность рассеивать морскую воду

Влияние температуры на тенденцию осаждения

Экспериментальные результаты показывают, что температура оказывает важное влияние на растворимость и рост кристалла. Было проведено исследование растворимости некоторых неорганических веществ, таких как BaSO_4 , CaSO_4 , CaCO_3 , SrSO_4 , BaSO_3 , при температурах от 25 до 90 °С. Результаты обобщены в таблице 1 и на рис. 1 и рис.2.

Рис.1 и рис.2 показывает, что уровень кальция снижается из-за образования карбоната кальция или остатков сульфата кальция. Концентрация бария вместе с градиентом температуры указывает на результат растворения сульфата бария. Содержание бикарбоната и карбоната в растворе уменьшается, когда температура увеличивается. [1,2]

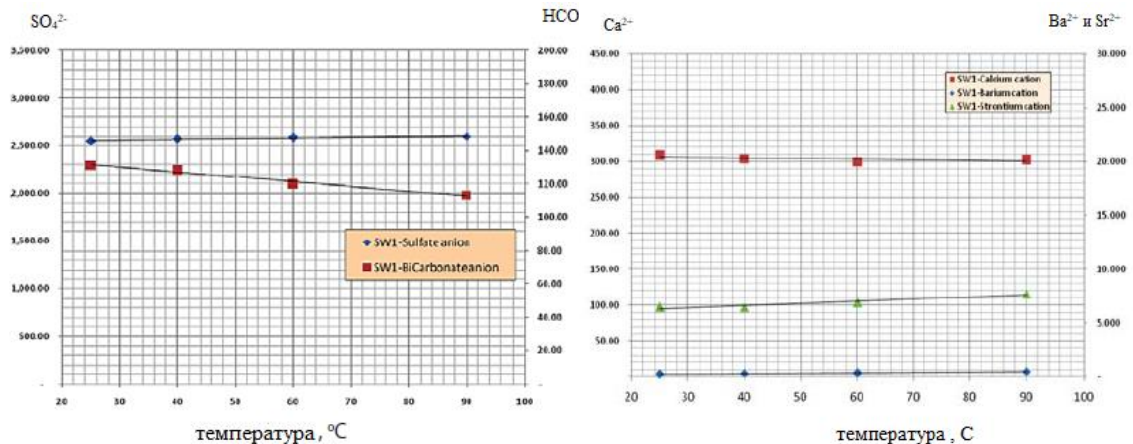
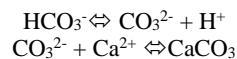


Рисунок1. Концентрация анионов зависит от температур[2]

Рисунок.2. Концентрация катионов зависит от температур[2]

**СЕКЦИЯ 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И
ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Таблица 1

Экспериментальные результаты осаждения морской воды с 25-90°С [2]

Образец		морская вода	морская вода	морская вода	морская вода	морская вода	
Температура		25°С	25°С	40°С	60°С	90°С	
Время		3	3	3	3	3	
Общая растворенная часть	(Cal.)	mg/l	31.508,82	32.052,13	31.682,13	31.123,47	31.743,42
Удельный вес	20°С		1,027	1,028	1,029	1,032	1,036
Соленость		ppt	17,000	17,000	17,000	20,000	21,000
Удельное сопротивление	24°С	Ω	23,790	23,740	23,360	21,840	19,120
Проводимость	24°С	ms/cm	32,970	33,330	34,690	38,300	40,610
Вязкость	20°С	Cst					
pH			7,87	7,91	7,91	8,32	7,53
Состав	Cation	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l
Sodium	Na ⁺	9.319,00	9.081,40	9.617,59	9.342,20	9.362,00	
Potassium	K ⁺	336,00	338,00	338,00	416,00	488,00	
Calcium	Ca ²⁺	276,00	308,00	304,00	300,00	302,00	
Magnesium	Mg ²⁺	1.068,00	1.138,00	1.120,00	1.302,00	1.402,00	
Total Iron	(Fe ²⁺ + Fe ³⁺)	0,04	0,34	0,04	0,06	0,05	
Barium	Ba ²⁺	0,032	0,240	0,300	0,360	0,470	
Strontium	r ²⁺	5,70	6,50	6,50	6,90	7,70	
Сумма		11.004,77	10.872,48	11.386,43	10.951,52	11.562,22	
Состав	Anion	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l
Chloride	Cl ⁻	17.788,50	18.497,50	17.592,75	17.456,25	17.469,00	
Sulphate	SO ₄ ²⁻	2.574,80	2.550,20	2.574,00	2.588,00	2.599,00	
Bicarbonate	HCO ₃ ⁻	140,00	131,20	128,20	120,20	113,20	
Carbonate	CO ₃ ²⁻	0,75	0,75	0,75	7,50	-	
Сумма		20.504,05	21.179,65	20.295,70	20.171,95	20.181,20	

2. Исследование взаимодействия каменной воды

Эксперимент проводили в жаропрочном железе, камень измельчали в порошок и пропускали через сито с размером зерна 0,2 мм. Поместили 50 г ледяного порошка в 200 мл морской воды в испытательный сосуд, затем температуру повышали до 120 °С. Эксперимент проводили в течение 5 дней, 10 дней, 15 дней, 20 дней. По окончании эксперимента удалили фильтр с фильтровальной бумагой. Проанализировали полученные результаты. [3]

Результаты эксперимента по реакции лед-вода суммировали и занесли в таблицу 2. Результаты экспериментов показывают, что Mg²⁺ является единственным химическим компонентом, который со временем уменьшается. Этот процесс не производит осадок, а только некоторые другие катионы (Ca²⁺, Na⁺, K⁺) и H⁺ в морской воде. Растворенный кальцит может выделять Ca²⁺ по скорости реакции, остальная часть процесса происходит медленно (в течение длительного времени). Катионный обмен также отвечает за выделение небольшого количества Ca²⁺ в растворе. Сульфат уменьшается из-за образования CaSO₄. Концентрации сульфатов продолжают снижаться до стабильного уровня, который не вызывает реакции в водном растворе. В CaSO₄ осадки начали осаждаться и концентрация сульфата снижалась до 1200 мг/л, что эквивалентно остатку CaSO₄ равному 1500 мг/л в течение 20 дней эксперимента. Долгосрочное осадкообразование, обусловлено реакцией каменной воды в ожидаемых условиях пласта, оно может достигать 2500 мг / л CaSO₄. Результаты показали, что ни один карбонатный анион не существовал в морской воде после эксперимента с реакцией на породу.

Таблица 2

Результаты анализа воды после эксперимента [1]

		Результаты анализа выборки воды													Примечание
		TDS (eva) g/l	Salinity g/l	HCO ₃ ⁻ mg/l	SO ₄ ²⁻ mg/l	Cl ⁻ mg/l	Br mg/l	CO ₃ ²⁻ mg/l	Ca ²⁺ mg/l	Mg ²⁺ mg/l	ΣFe mg/l	Na ⁺ mg/l	K ⁺ mg/l	pH	
1	SM-1	36,0	34,3	230,58	2.747,0	19.932	92,8	-	608	1.209,6	0,19	10.610,1	582,4	7,35	НТХ 5 дней
2	SM-2	35,7	33,4	235,60	2.722,4	20.093	94,1	-	720	1.113,6	1,15	10.213,2	543,9	7,33	НТХ 10 дней
3	SM-3	34,8	32,4	240,00	2.391,2	19.874	93,2	-	816	998,4	0,46	9.871,1	551,8	7,41	НТХ 15 дней
4	SM-4	34,3	32,8	243,40	2.055,0	19.738	92,2	-	744	867,6	0,27	10.134,0	381,0	7,40	НТХ 20 дней
5	SB1-1	34,7	33,1	200,08	2.624,0	19.081	91,2	-	840	1.080,0	0,17	10.242,0	585,3	7,38	НДХ 5 дней
6	SB1-2	34,2	32,6	272,06	2.172,0	19.099	93,7	-	840	888,0	6,94	10.180,2	605,0	7,12	НДХ 10 дней
7	SB1-3	32,9	32,6	228,75	1.754,8	19.277	94,7	-	816	828,0	2,55	9.425,6	447,0	7,07	НДХ 15 дней
8	SB1-4	32,5	31,5	238,50	1.291,5	19.201	92,7	-	752	681,6	0,13	9.793,0	415,0	7,04	НДХ 20 дней

Вывод:

- Результаты исследования показывают, что осаждение может происходить при введении морской воды для поддержания пластового давления.

- Морская вода оседает из-за изменения растворимости в условиях температуры и давления. Некоторые осадочные отложения, такие как CaCO₃, CaSO₄, BaSO₄ и SrSO₄, образующиеся в резервуарах и нагнетательных скважинах. Общий объем осадка составляет около 29,46 -36,27 мг / л в скважине НТХ и 49,97 мл на шахте НДХ.

Литература

1. Mechanism of Scale deposition, its prediction and prevention methods for Bach Ho basement oil field. VPI Repost 2004

2. J.L. Bishoff W.E.Seyfried. Hydrothermal chemistry of seawater from 25-350°C. American Journal of Science 1978;278: p 838-860
3. Amer Badr Bin Merdhah, Abu Azam Mohd Yassin Scale formation in oil reservoir during water injection ar High-Salinity formation water. Journal of Applied Sciences 2007; 7: p.3198-3207.

АНАЛИЗ ПРОБЛЕМАТИКИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ АДАПТАЦИИ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ

К.В. Фаттахова, Н.Р. Зарипова, А.А. Габдуллин

Научный руководитель К.В. Фаттахова

Уфимский государственный нефтяной технический университет, ООО «РН-УфаНИПИнефть», г. Уфа, Россия

Постоянно развивающиеся технологии и глобальная их цифровизация в нефтегазовой отрасли сегодня позволяет значительно расширить спектр задач, решаемых посредством моделирования в цифровом пространстве. В современных условиях развития цифровых технологий одним из ключевых инструментов управления разработкой месторождений выступает построение полномасштабных 3D геолого-технологических (гидродинамических) моделей. Такой подход позволяет решать целый комплекс задач, таких как: выбор оптимальных систем разработки и поддержания пластового давления, управление темпами заводнения и темпами падения базовой добычи, выявление участков с неизвлеченными остаточными запасами, корректный расчет прогнозных дебитов, оценка и минимизация рисков крупных инвестиций. Необходимым условием решения всех перечисленных задач является качественная интерпретация петрофизических и геологических данных и адаптация модели.

Процесс адаптации носит итерационный характер с пересмотром и уточнением интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС), детализацией геологического строения резервуара, кластеризацией геологических прослоев по виду капиллярных сил и насыщения, учетом промыслово-геофизических исследований. Особенно это важно для молодых месторождений, где внутреннее строение не так хорошо изучено. Именно поэтому развитие данного направления является актуальным и востребованным на сегодня.

В 2015 году перед отделом моделирования РН-УфаНИПИнефть была поставлена задача построения геолого-технологической модели для управления разработкой Островного месторождения, в частности, оценки дебитов от ввода новых скважин. Объектом разработки является Юрский нефтегазоносный комплекс, сформированные морскими отложениями. Его разработка ведется с применением значительного количества двуствольных скважин и скважин с гидравлическим разрывом пласта (ГРП). При этом важно отметить, что скважины с двумя стволами работали с достаточно низкой обводненностью, в отличие от скважин с ГРП, работа которых начиналась с большой обводненности и не снижалась.

Одной из основных проблем при построении геологических моделей залежей пласта Ю1 является построение фильтрационной (гидродинамической) модели, а именно обоснование положения в скважинах и построение в межскважинном пространстве сложной поверхности водонефтяного контакта (ВНК). Поэтому успешное решение данной проблемы будет базироваться на глубоком анализе разномасштабных геолого-геофизических исследований: керна, ГИС, гидродинамических исследований скважин (ГДИС), 3D сейсморазведки, трассерных исследований, анализа разработки и других [1,2].

В рассматриваемой работе на основании всестороннего анализа данных эксплуатации скважин в процессе адаптации были последовательно выполнены следующие этапы: 1) построена однопластовая геомодель со структурным каркасом на основе сейсмических данных; 2) выполнено уточнение модели с помощью проведения внутрипластовой корреляции и интерпретацией ГИС горизонтальных стволов; 3) в соответствии с концептуальной моделью осадконакопления осуществлено клиноформенное строение резервуара; 4) по результатам нового бурения перестроена структурная карта пласта, что повлекло существенное изменение положения контура ВНК; 5) реализован дифференцированный подход к насыщению клиноформ путем корректного учета капиллярных сил.

В результате проведения названных итераций получено соответствие расчетных модельных данных историческим. При использовании дифференциального подхода к решению поставленной задачи, а также уточнения геологической и петрофизической информации геолого-технологическая модель избежала «ручного» вмешательства инженера-гидродинамика и выполненный прогноз дебитов ввода новых скважин был подтвержден. Результат решения данной задачи посредством дифференциации подхода представлен на рисунке.



Рис. Результаты адаптации модели по дебиту жидкости, дебиту нефти и обводненности

Литература

1. Закревский К.Е. Геологическое 3D моделирование. – М.: Изд-во «ИПЦ МАСКА», 2009. – 376 с.
2. Закревский К.Е., Романова Н.В. Особенности построения геологических моделей залежей пласта Ю1 Западной Сибири // Вестник ЦКР Роснедра. 2010. № 5. С. 36-41.

СИСТЕМЫ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ, ПРИ ДОБЫЧЕ И ПОДГОТОВКЕ ГАЗА

Н.Е. Федоров

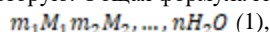
Научный руководитель профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Транспорт природного газа, соответствующего по содержанию влаги требованиям СТО Газпром 089-2010, обычно не сопровождается серьезными рисками гидратообразования, если в газотранспортной системе нет «узких мест». «Узкими местами» могут быть надземные участки газопроводов, воздушные переаоды, участки с недостаточным заглублением и повышенной глубиной промерзания грунта в зимнее время. На этих участках проблема гидратообразования может проявиться даже в южных регионах страны, не говоря уже о северных. Следует отметить, что реально возможный процесс гидратообразования в трубопроводах часто маскируется профилактическими заливками метанола, в итоге не фиксируется характерный для гидратных отложений перепад давления и тем самым не выявляется наличие гидратного режима в газотранспортной системе.

Гидраты в природном газе

Газовые гидраты – клатратные соединения, состоящие из кристаллической решетки, образованной молекулами воды, в которую включены молекулы газа-«гостя». По наружному виду газовые гидраты похожи на снег или лед. Область их термодинамической стабильности включает как положительные, так и отрицательные температуры по Цельсию. Экспериментальными исследованиями установлено, что гидраты могут образовывать две кубические структуры: так называемую первую и вторую. Общая формула гидрата обеих структур:



где M_1, M_2, \dots, M – молекулы газов «гостей»; m_1, m_2, \dots, m – число молекул газов «гостей», приходящую на n молекул воды

Типичные температуры образования гидратов – ниже +15-20°C, однако при умеренных давлениях (до 10-30 МПа), характерным для промысловых систем, гидраты природных газов существуют где температура достигает до 20-25°C. При давлении приблизительно равной 500МПа, максимальная температура, которая может существовать гидрат метана составляет 47,7°C [1].

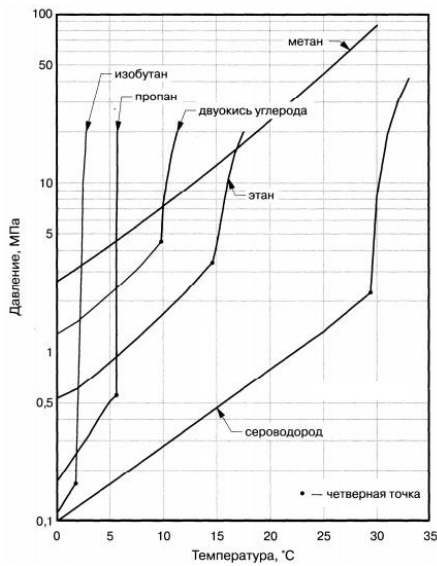


Рис. 1 Кривые гидратообразования для некоторых компонентов природного газа

Условия образования гидратов

Есть три необходимых условия для образования гидратов:

1. Благоприятные термобарические условия. Для образования гидратов способствует сочетание низкой температуры и высокого давления. Термобарические кривые для рассматриваемых гидратообразующих веществ изображены на рисунке 1.

2. Наличие гидратообразующего вещества. К гидратообразующим веществам относятся CH_4 , C_2H_6 , CO_2 и др.

3. Достаточное количество воды. Воды должно быть необходимое количество для образования газовых гидратов, т.е. ни слишком много, и ни слишком мало.

Газовые гидраты могут формироваться при температурах выше точки замерзания воды, это зависит от хим. состава газа и от точного значения температуры и давления образования гидратов.

Для предотвращения образований газовых гидратов, достаточно исключить одно из трех условий. Удаление из смеси гидратообразующие вещества зачастую невозможно, так как полезным продуктом в случае с природным газом являются гидратообразующие вещества. Вследствие этого для борьбы с гидратообразованием мы уделяем внимание на два других фактора [2].

Разработка и совершенствование существующих или новых методик для предупреждения или борьбы с гидратообразованием является актуальной задачей в целях минимизации себестоимости добычи и транспорта газа.

Установка для теплофизического воздействия для предотвращения гидратообразования

Создание экспериментальной установки для борьбы с гидратообразованиями аэромеханическими методами является целью данной разработки. В реальных условиях пропускная способность установки должна быть до 5000 м³/час газа. На рисунке 2 предложена схема моделирования процесса борьбы с гидратообразованием, которая включает баллон с сжатым газом, эжектор с кольцевым соплом и приёмной воронкой, циклон с форбункером и с его подогревом.

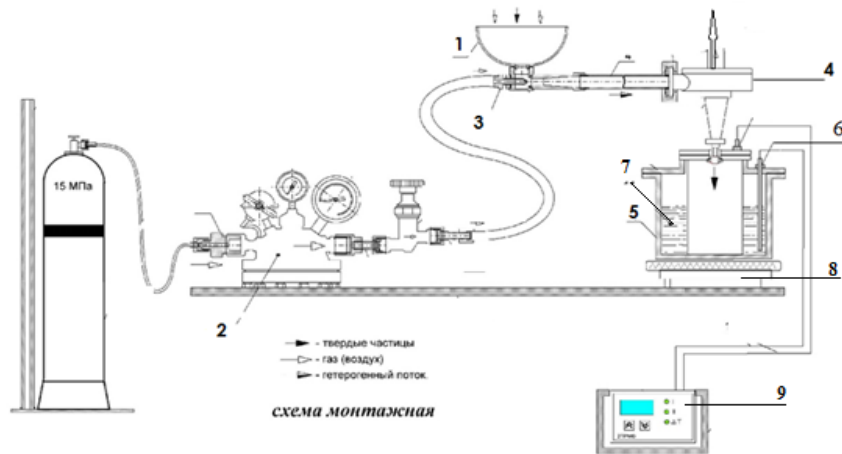


Рис. 2 Экспериментальный стенд улавливания гидратов:

1 – воронка приемная; 2 – регулятор давления; 3 – эжектор; 4 – циклон; 5 – форбункер; 6 – датчик температуры; 7 – теплоноситель; 8 – источник тепла; 9 – устройство КИПА

В рамках физического моделирования экспериментальной установки, решались основные задачи, такие как:

- расчет подачи гидратов на установку, обеспечивающие их смешение и максимальную степень улавливания в результате прохождения через циклон;

- оптимальные конструктивные параметры установки и определение тепловых и газодинамических потоков внутри установки;

- определение оптимальных рабочих параметров работы установки – дисперсности гидратов, температуры теплоносителя, объема расплавленных гидратов, расходов исходных гидратов температуры и давления на установке и иных характеристик, действующие на процесс удаления гидратов.

Механизм разрушения и удаления гидратов на экспериментальной установке

С дисперсностью частиц от 1-3 мм в приемную воронку 1 сыпется лед (который по свойствам максимально похож к кристаллам гидратов). Из баллона с сжатым газом через регулятора давления 2 подается воздух с необходимым давлением на эжектор 3. В следствии эжекционного эффекта образуется движение газового потока с кристаллами льда по транспортирующей трубе, далее в циклон 4 поступает двухфазный поток, который отделяет

твердую примесь потока, и отправляет его вниз в форбункер 5 с теплоносителем 7, где лед разрушается. Газ продолжает движение дальше, где выходит из системы. Схема экспериментальной установке представлена на рисунке 2.

Таблица

Результаты эксперимента по удалению льда

Р давление подачи, атм	Lс, мм	t, время засыпания льда, сек	Концентрация частиц, гр/сек	Масса льда, гр	T ₁ , температура воздуха в форбункере, °С	T ₂ , температура теплоносителя, °С	m ₁ масса вылетевшего льда после прохождения циклона, гр
1	5	60	2,50	150	45	67	~1,23
		90	1,66				~0,67
		120	1,25				~0,14
2	5	60	2,50	150	45	67	~1,76
		90	1,66				~1,23
		120	1,25				~0,87
3	5	60	2,50	150	45	67	~2,10
		90	1,66				~1,67
		120	1,25				~1,13

Исследования показали высокую эффективность предложенного метода. Данная экспериментальная установка удаляет лед на >98,6% в зависимости от концентрации и давления подачи газа.

Литература

1. Бык С.Ш. Газовые гидраты / С.Ш. Бык, Ю.Ф. Макогон, В.И. Фомина. – М.: Недра, 1980. – 296 с.
2. Чухарева Н.В. Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газохранилищ. – Т.: 2010. – 30 с.

АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРОДУКТИВНЫЕ ПЛАСТЫ

А.С.Финаев

Научный руководитель старший преподаватель Ю.А.Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Водогазовое воздействие на продуктивные пласты с целью повышения нефтеотдачи в последнее время приобретает все больший интерес. Это связано с тем что данная технология сочетает в себе технологию заводнения и метод закачки углеводородного газа в пласт.

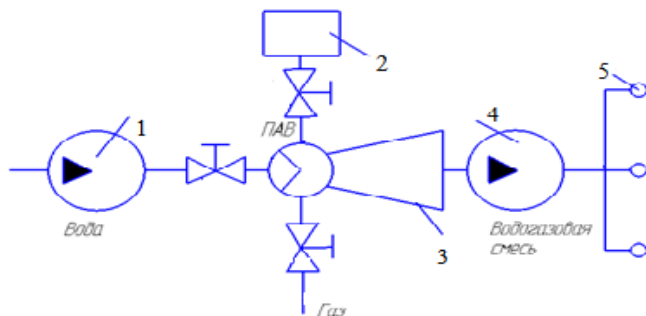


Рис. 1 Принципиальная схема технологии водогазового воздействия на нефтяные пласты: 1,4 – Электроцентробежные насосы; 2 – ёмкость с поверхностно-активными веществами; 3 – эжектор; 5 – нагнетательные скважины

Согласно различным исследованиям введение технологии водогазового воздействия увеличивает коэффициент извлечения нефти на 10-15% по отношению к технологии заводнения. Также интерес к данному методу обусловлен тем что при водогазовом методе вовлекаются в разработку запасы нефти, которые сосредоточены в низкопроницаемых коллекторах, в которых коэффициент нефтеизвлечения при обычном заводнении составляет не больше 30%. Вызвано это тем что коэффициентом вытеснения водой не велик [4].

Метод водогазового воздействия предусматривает закачку в пласт в различных сочетаниях воды и газа. Газ может применяться как углеводородный, так и неуглеводородный [2].

Технологии водогазового воздействия:

- смешивающееся вытеснение;
- несмешивающееся вытеснение;
- попеременная закачка оторочек воды и газа;
- сочетание водогазового воздействия с пенообразующими полимерами.

Технологии по месту образования водогазовой смеси можно разбить на три группы:

- совместная закачка воды и газа с образованием водогазовой смеси на устье скважины;
- совместная закачка воды и газа с образованием водогазовой смеси в стволе скважины;
- совместная закачка воды и газа с образованием водогазовой смеси в пласте.

Применение водогазового воздействия на пласт при совместных или последовательных закачках углеводородного, углекислого и разных других газов для того чтобы повысить нефтеотдачу, эффективен далеко не

на всех месторождениях. Существуют критерии, которым должны удовлетворять нефтяные залежи, представляющие совокупность геолого-физических, экономических условий, технологических, по которым определяют пригодна или нет данная залежь нефти для данной технологии: технологичность, техническую реализуемость и экономическую целесообразность промышленного использования такой технологии. [3]

Условия для успешного применения технологии водогазового воздействия:

- высокие термобарические условия в продуктивных отложениях;
- низкие фильтрационные свойства коллекторов;
- низкая вязкость нефти;
- давление насыщения нефти газом, равное или близкое к начальному пластовому.

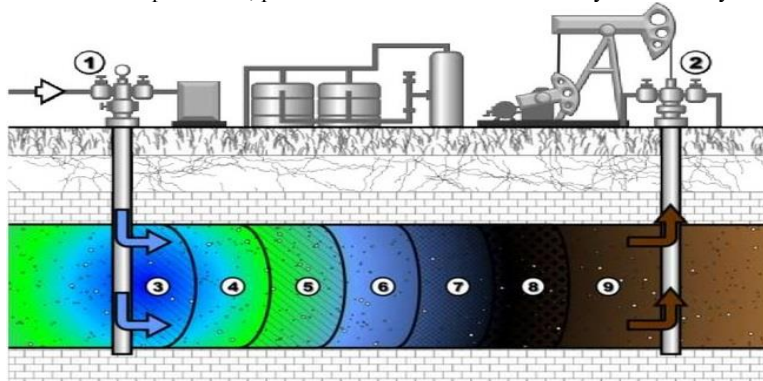


Рис. 2 Схема вытеснения нефти водогазовым воздействием: 1 – нагнетательная скважина; 2 – добывающая скважина; 3 – водогазовая зона; 4 – газ (CO₂); 5 – водогазовая зона; 6 – газ; 7 – зона смешения; 8 – вал нефти; 9 – зона начального состояния пласта.

Таблица

Критерии применимости водогазового воздействия

Параметр	Единицы измерения	Критерии применимости
Глубина	м	1500-1800
Тип коллектора	-	Терригенный, карбонатный
Пластовое давление	МПа	Более 15-18
Толщина пласта	м	2-20
пористость	%	10-35
проницаемость	мкм ²	0.02-0.8
нефтенасыщенность	%	>40
Пластовая температура	°С	>50
Вязкость пластовой нефти	мПа·с	1-10
Содержание асфальто-смолистых веществ	%	<10

К идее технологии водогазового воздействия на пласт пришли постепенно. География экспериментов по применению данного метода обширна. Рассмотрим некоторые конкретные примеры реализации технологии различными способами и изменение основных характеристик. Одним из первых объектов где применили водогазовое воздействие стало Федоровское месторождение. Закачка смеси происходила с поверхности, осуществлялась НГДУ «Сургутнефть». В результате увеличение профиля приемистости, улучшение фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта. Месторождение Алексеевское компания ЗАО «АЛОЙЛ» внедряло данную технологию с ноября 2005 года, где подтоварная вода смешивалась с попутным газом в насосно-бустерной установке и нагнеталась в скважину, в результате применения данной технологии коэффициент извлечения нефти с 0,17 увеличился до 0,24. Илишевское месторождение компании ОАО «БашНефть» благодаря данной технологии поддерживала пластовое давление закачкой попутного нефтяного газа, а также решила проблему утилизации попутного нефтяного газа[1].

Рассмотрев данные примеры, которых можно привести много, так как уже упоминалось территория применения данного метода обширна, можно сделать вывод что в условиях современных реалий, когда темпы разведки новых запасов углеводородов отстают от темпов извлечения, когда структура запасов изменяется в сторону увеличения доли трудноизвлекаемых запасов, особенно важно уделять большое внимание на внедрение новых технологий, способных увеличить коэффициент извлечения нефти, одним из таких методов является и водогазовое воздействие на пласт.

Литература

1. Вафин Т.Р. Совершенствование технологий водогазового воздействия на пласт на нестационарном режиме: Автореферат. Дис. канд. тех. Наук. – Бугульма, 2016г.–122 с.

2. Егоров Ю.А. Разработка технологии водогазового воздействия с использованием насосно-эжекторных систем для повышения нефтеотдачи пластов: Автореферат. Дис. канд. тех. Наук. – Москва, 2006г.–28 с.
3. Зацепин В.В. Опыт промышленной реализации технологии водогазового воздействия с закачкой водогазовой смеси в пласт. – Нефтепромысловое дело, 2007, №1, с. 10-14.
4. Кокорев В.И. Газовые методы-новая технология увеличения нефтеотдачи пластов//Нефтепромысловое дело, 2009, № 11. С.24-27.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НЕСТАЦИОНАРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ

А.А. Фокин

Научный руководитель доцент Л.Н. Баландин

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

При разработке нефтяных месторождений часто прибегают к методу поддержания пластового давления. При заводнении вырабатываются запасы нефти в основном только в высокопроницаемых пропластках. Это связано с тем, что при поддержании пластового давления закачкой воды в нагнетательные скважины подвижность флюида в высокопроницаемых слоях кратно выше разреза в целом. Кроме того, имеет место превышение давления закачки, что приводит к возникновению техногенных трещин и, следовательно, к прорыву воды в высокопроницаемые слои [1].

Для повышения эффективности разработки трудно-извлекаемых запасов применяют нестационарное заводнение, позволяющее существенное снижение темпов обводнения залежей из-за значительного уменьшения отрицательного влияния неоднородности коллектора и высокой вязкости нефти. [2].

В статье представлены результаты расчетов показателей разработки по гидродинамическим моделям несуществующего месторождения при реализации одной из модификаций технологии нестационарного заводнения с поэтапным изменением работы нагнетательного фонда. Механизм технологии - увеличение упругого запаса пластовой системы с активизацией капиллярных, гравитационных и деформационных сил. В результате указанного комплексного механизма фильтрации водо-насыщенность обводненных участков уменьшается, что приводит к росту коэффициента охвата пласта воздействием.

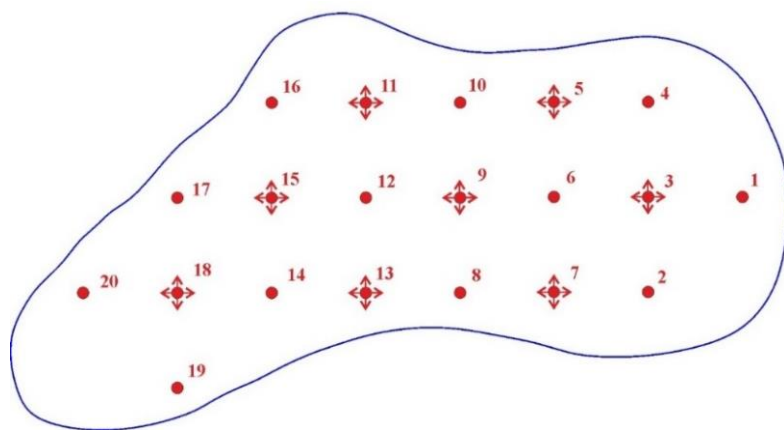


Рис. 1 Схема расположения скважин

Для оценки эффективности нестационарного заводнения была построена универсальная гидродинамическая модель в программном комплексе «Tempest More 7.0». Параметры универсальной модели были заданы на основании статистического анализа. Основные характеристики модели: средняя пористость – 0,23 д.ед.; средняя проницаемость – 0,085 мкм²; эффективная толщина – 3 м; количество добывающих скважин – 12; количество нагнетательных скважин – 8; расстояние между скважинами – 200 м; начальное пластовое давление – 22,8 МПа; давление насыщения – 2 МПа;

начальная нефтенасыщенность – 0,8; коэффициент вытеснения – 0,41; расчетный период – 16 лет. На рисунке 1 представлена схема размещения фонда скважин.

Так как эффект от нестационарного заводнения наблюдается лишь в неоднородных залежах, распределение проницаемости для модели, используемой в эксперименте, задавалось неоднородной. [3] Распределение проницаемости в модели представлено на рисунке 2.

На базе построенной модели проводилось сравнение и анализ двух режимов разработки залежи: с классическим заводнением и нестационарным. Для реализации второго прибегали к циклическому воздействию на пласт рядами нагнетательных скважин.

Режимы работы нагнетательных скважин (время работы и остановки) при циклической закачке воды в пласт определялись исходя из расчетов оптимальной рабочей частоты смены циклов по формуле М.Л. Сургучева [4] с использованием параметров пласта, полученных из четырехслойной модели (формула 1):

$$Wp=2 \chi/L^2 \text{ или } t=L^2/2 \chi \quad (1)$$

Перед принятием граничных значений приемистости и давления нагнетательных скважин, мною был произведен расчет давления разрыва пласта (формула 2): [5]

$$P_{\text{разр}} = P_{\text{в.г.}} - P_{\text{пл.}} + s_p = 286 \text{ атм} \quad (2)$$

Следующим шагом после подбора закачки по участку, рассмотрения циклики и анализа результатов стало определение возможного прироста добычи нефти при циклическом заводнении по сравнению с базовым вариантом. Сравнение технологических показателей варианта с классической закачкой и варианта с циклической закачкой представлено на рисунках 2-3.

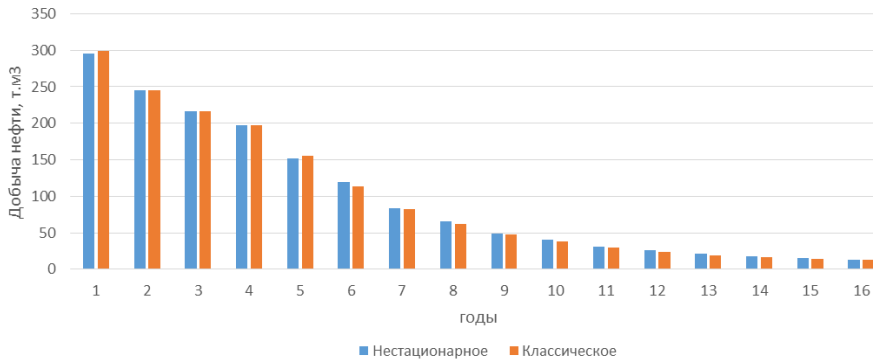


Рис. 2 Уровни добычи нефти по годам

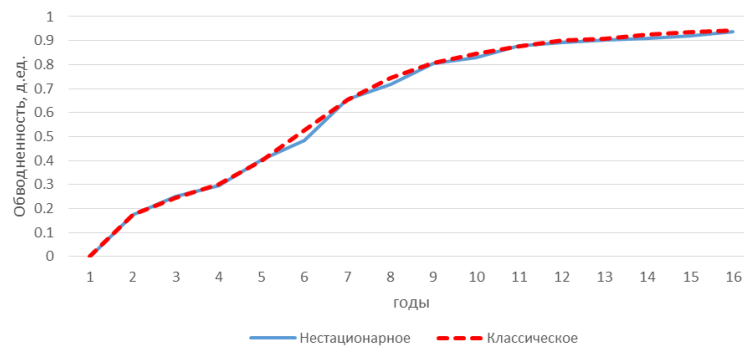


Рис. 3 Уровни добычи нефти по годам

По результатам полученных расчетов были построены карты остаточных подвижных запасов для выявления неэффективных зон разработки – рисунок 4.

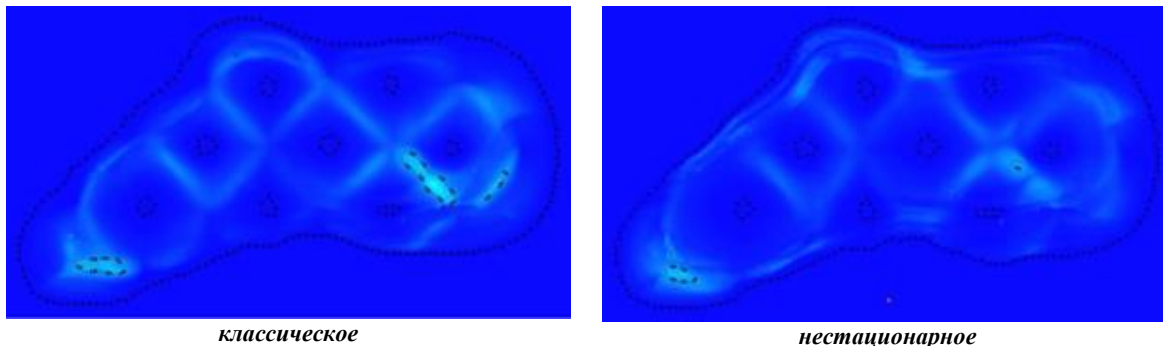


Рис. 4 Карты остаточных подвижных запасов

Выводы: Экспериментально было установлено, что при циклическом заводнении период снижения пластового давления характеризуется интенсивным перераспределением жидкости в пласте за счет капиллярной пропитки, в результате чего водонасыщенность более проницаемого (обводненного) слоя уменьшается за счет вытеснения нефти из малопроницаемых прослоев. Расчеты показали, что метод циклического заводнения может применяться на всех месторождениях, которые в принципе могут разрабатываться методом заводнения и характеризуются неоднородностью пластов по проницаемости.

Литература

1. Белоногова, Е.А. Нестационарное извлечение нефти из заводненного зонально-неоднородного по проницаемости пласта. // Патракова Е.П., Иванов В.А. Нефтепромысловое дело. – 2012. - С. 30-34.
2. Сургучев М.Л., Шарбатова И.Н. Циклическое воздействие на неоднородные нефтяные пласты. – М.: Недра, 1988. – 121 с.
3. Фокин А.А. Исследование воздействия нестационарного заводнения для однородного и неоднородного пласта. // Ашировские чтения. – 2017. С. 383-388.
4. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1985. – 308 с.
5. Панахов, Г.М., Аббасова, Н.Н. Гидродинамический метод извлечения защемленной углеводородной жидкости в условиях капиллярной неоднородности. // Нефтяное хозяйство. – 2015. - №2. – С. 49.

**ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГДИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ
КОЛЛЕКТОРОВ НА ЕМ-ЕГОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ
SAPHIR**

Д.Э. Хагай

Научный руководитель профессор В.Л. Сергеев

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

В настоящее время постоянно увеличивается доля месторождений с низкопроницаемыми коллекторами. Если в 90-ые годы XX века к низкопроницаемым коллекторам относили коллектора с проницаемостью менее 0.05 мкм^2 , то в настоящее время эта граница снижена до 0.01 мкм^2 и менее. С целью более достоверно оценить запасы в сложно построенных низкопроницаемых коллекторах, определить возможность вовлечения их в разработку и обеспечить контроль за разработкой необходимо существенно расширить работы по получению достоверной информации о продуктивных пластах. Одним из основных источников информации о продуктивном пласте являются гидродинамические исследования скважин.

Гидродинамическими исследованиями (ГДИ), позволяют оценить такие параметры, как фазовая проницаемость флюида, скин-фактор, емкость ствола скважины, пластовое давление. В случае если скважина горизонтальная, либо в ней есть трещина гидроразрыва пласта (ГРП), становится также возможным определение дополнительных параметров, таких как работающая длина горизонтального ствола, полудлина трещины, безразмерная проводимость трещины. При наличии горизонтального ствола в процессе интерпретации ГДИ также возможно разделение скин-фактора на две составляющие: механический скин-фактор и геометрический скин-фактор. На механический скин-фактор влияет множество параметров, характеризующих состояние призабойной зоны, в то время как геометрический скин-фактор напрямую зависит от геометрии ствола скважины в продуктивном пласте.

Интерпретация гидродинамических исследований (ГДИ) в скважинах с горизонтальными окончаниями значительно сложнее аналогичной интерпретации для скважин с вертикальным стволом. Это связано с тем, что структура притока к горизонтальному окончанию совершенно иная, что обуславливается его геометрическими характеристиками. Геометрические особенности ствола скважины также влияют на процесс перераспределения давления в самом пласте. Однако же если для инженера-технолога горизонтальные скважины без сомнения являются мечтой, то интерпретатора ГДИ они своего рода кошмар. Причина постфактум достаточно очевидна: реальность гораздо сложнее модели. Согласно общепринятым канонам при исследовании горизонтальных скважин на неустановившихся режимах фильтрации выделяю три основных типа притока (рис. 1) [1]:

1. начальный радиальный приток в вертикальной плоскости пласта;
2. линейный приток из пласта к стволу скважины;
3. поздний радиальный приток в горизонтальной плоскости пласта.

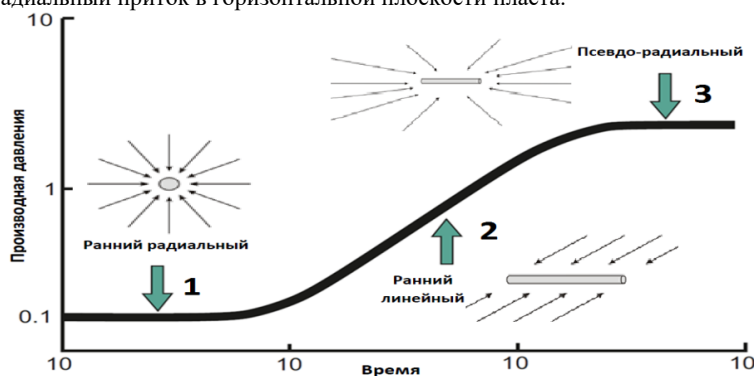


Рис. 1 Основные режимы притока к горизонтальному стволу скважины

Однако такое чередование происходит в случае довольно высокой проницаемости по вертикали, тогда геометрический скин-фактор отрицателен, и вторым режимом течения является линейный приток от верхней и нижней границ. При низкой вертикальной проницаемости геометрический скин-фактор является положительным, а поведение второго режима потока будет аналогично сферическому течению[2].

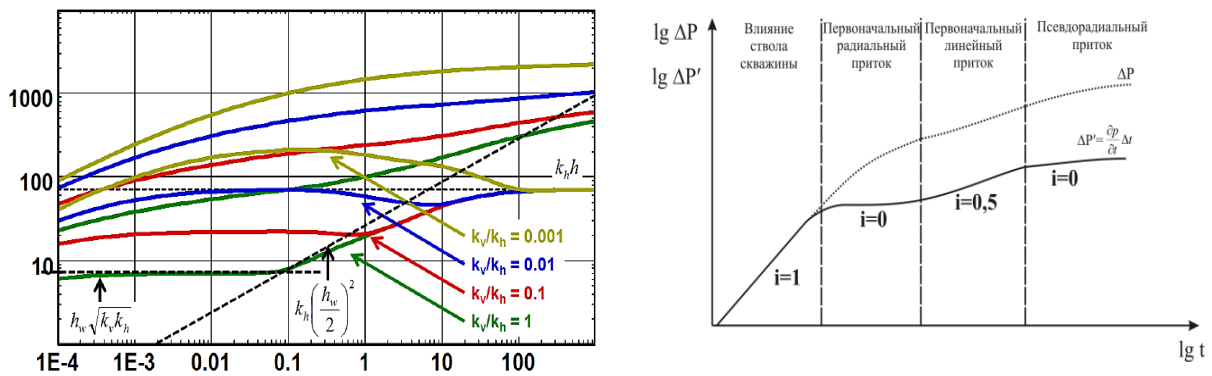


Рисунок 2. Зависимость вида диагностического графика от соотношения вертикальной и радиальной проницаемости [2]

Начальный прямолинейный участок с наклоном $i = 1$ характеризует перераспределения давления в стволе скважины. Влияние объема ствола скважины продолжается, пока обе кривые на графике имеют одинаковый единичный наклон. Радиальный приток характеризуется наклоном $i = 0$, а линейный – $i = 0,5$. Однако динамика перераспределения давления в реальных скважинах гораздо сложнее и не всегда можно выделить последовательно сменяющие друг друга режимы притока. График производной далеко не всегда имеет плавный вид, поэтому при построении производных применяются процедуры сглаживания. Данная процедура может привести к потере информации, отсутствие которой скажется на правильности интерпретации гидродинамического исследования. Помимо основных видов притока, существуют еще и переходные, которые отдельно не рассматриваются, однако время их проявления может быть не достигнут за период исследования. Без однозначных участков стабилизации невозможно достоверно оценить ни один из параметров, характеризующих пласт или призабойную зону.

Рассмотрим особенности интерпретации ГДИ на примере Ем-Еговского месторождения.

В скважине № 1 исследование было выполнено с регистрацией кривой восстановления давления после кратковременной отработки. Средний дебит нефти составил 20 м³/сут, общее время исследования – 480 часов. Скважина эксплуатировалась механизированным способом, закрытие выполнено на устье. На рисунке 1.2 представлен диагностический график проведенного исследования, на рисунке 1.3 – график Хорнера. Как правило, на диагностическом графике, полученном в горизонтальных скважинах, возможно выделить линейный и поздний радиальный приток, а в некоторых случаях даже ранний радиальный приток в вертикальной плоскости.

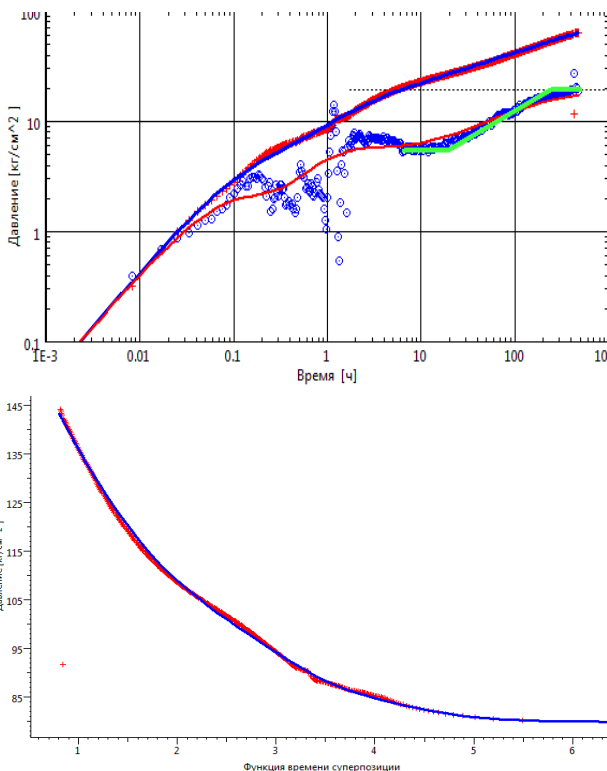


Рисунок 3 Сверху диагностический график скважины № 1 снизу обработка кривой восстановления давления по методу Хорнера. Скважина № 1

Приток из скважины составляет смесь нефти и газа, расчет выполнен по основной фазе – по нефти. На диагностическом графике отмечается достаточно сложный и неоднозначный вид кривой. Структура потоков, формирующаяся при работе горизонтальной скважины, не диагностируется, то есть невозможно четко выделить ранний радиальный или линейный приток. После выхода кривой на прямолинейный участок, который характеризует поздний радиальный приток, через 279 часов производная давления стремится вверх. Проницаемость принята по прямолинейному участку диагностического графика, составляет 0.60 мД, что является вполне характерным значением для данного пласта.

До выполаживания производной диагностического графика наблюдается «провал» приблизительно через один час после начала записи КВД. Такое поведение диагностического графика характерно для коллекторов, имеющих двойную систему фильтрации. Например, такие «провалы» наблюдаются при интерпретации ГДИ порово-трещинных и двухслойных коллекторов. Сам «провал» характеризует переход от одной системы к другой. В случае порово-трещинного коллектора такой скачок давления характеризует

переход от одной системы к другой. В случае порово-трещинного коллектора такой скачок давления характеризует

переход от трещин к матрице, а в случае двухслойного коллектора – подключение к работе низкопроницаемого пропластка[3].

Поведение на диагностического графика производной давления вверх возможно в двух случаях – наличие непроницаемой границы давления или сферического течения. Согласно классическим представлениям, описанным в работах Bourde [4], комбинация представленных графиков свидетельствует именно о сферическом течении, однако в горизонтальных скважинах оно практически невозможно. С другой стороны, границей непроницаемого давления может служить водоносная область, а отклонение может свидетельствовать о достижении границы ВНК. Такое возможно, поскольку горизонтальный ствол находится на расстоянии 5 метров от границы с водой. Если делать оценку до границы давления с учетом распространения в горизонтальной плоскости, проницаемость которой 0.60 мД, то мы получаем 215 м. Однако если мы достоверно знаем, что расстояние до ВНК составляет 5 м, то можем оценить и вертикальную проницаемость, которая будет в 40 раз ниже горизонтальной. В таком случае вертикальная проницаемость составит 0,015 мД.

Таким образом, интерпретация гидродинамических нефтяных скважин низкопроницаемых коллекторов является достаточно сложной задачей, при этом традиционные методы диагностики не позволяют решить поставленные задачи. При обработке ГДИ необходимо принимать во внимание наличие не только нефтяной части, но и газовой шапки. Предложенные в статье решения позволяют оценить не только горизонтальную, но и вертикальную проницаемость, а также коэффициент анизотропии коллектора.

Литература

1. Эрлагер Р. Гидродинамические методы исследования скважин. – Москва-Ижевск: 2007. – 512с.
2. Узе О., Витура Д., ФьярэО. Анализ динамических потоков – выпуск 5.12.01. – Карра, 2017. – 743с.
3. Абрамов Т.А. Применение гидродинамических исследований для определения зон фильтрации в пласте к горизонтальному стволу скважины / Т.А. Абрамов, М.Л. Карнаухова, Д.И. Шустов, Д.Э. Исламов // Известия вузов. Нефть и газ. – 2013. – № 6. – С. 39-43.
4. Баренблатт Г.И. Движение жидкостей и газов в природных пластах / Г.И. Баренблатт, В.М. Ентов, В.М. Рыжик. – М.: Недра, 1984. – 211 с.
5. Алиев З.С. Исследование горизонтальных скважин: учебное пособие / З.С. Алиев, В.В. Бондаренко. - М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 300 с.

УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖИ НЕФТИ И ГАЗА В ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ Н.С. Харьковская

Научный руководитель старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В Западной Сибири в последние годы отмечается повышение интереса к поискам залежей нефти в глубокозалегающих палеозойских отложениях. Это связано с преобладающим представлением о характере нефтегазоносности палеозойского комплекса. Изучение и анализ необходим для получения информации о природных ресурсах и предположении возможных техногенных нагрузках, о наиболее рациональных технологиях освоения, для обеспечения экологической сбалансированности природопользования, а также выявления наиболее комфортных мест разработки. В связи с этим для комплексирования и сопряженной обработки дистанционных и геофизических данных уточнение и анализ палеозойских отложений остаётся актуальной задачей.

За историю в динамике добычи нефти можно выделить два основных этапа. Небольшие годовые отборы нефти в первые 18 лет обусловлены периодичностью работы, неустойчивыми дебитами нефти и небольшим количеством (1-3 шт.) работающих скважин. На втором этапе после отработки фонтаном скважины переводились на механизированный способ эксплуатации. Это привело к увеличению добычи нефти и обводненности (до 80%) вследствие подтягивания подошвенной воды.

При разработке отложений палеозоя на нефтяных месторождениях Западной Сибири проблемным является весь комплекс вопросов [4]:

- создание адекватных трёхмерных цифровых моделей объекта;
- выбор рациональной плотности сетки и геометрии размещения скважин;
- обоснование типа конструкции скважин (наклонно-направленные, горизонтальные и т.д) и схемы их заканчивания;
- целесообразность (нецелесообразность) организации системы ППД;
- выбор оптимальных режимов эксплуатации добывающих скважин;
- целесообразность проведения различного рода ГТМ (форсирование отборов, гидроразрыв пласта и др.);
- прогнозируемая характеристика обводнения залежи, ожидаемый КИН.

При формировании и последующих преобразованиях, палеозойские отложения прошли следующие этапы:

- 1) первичный катагенез и диагенез;
- 2) формирование кор выветривания и орогенез;
- 3) формирование трещинных гидротермально-метасоматических по происхождению пород-коллекторов и вторичный катагенез.

Стадию образования нефти палеозойские породы прошли после первичного катагенеза. На орогенном этапе развития региона в зоне формирования кор выветривания сформированная в первичном катагенезе нефть, была

рассеяна. Породы-коллекторы были сформированы в виде единой системы и часть из них заполнилась нефтью и газом лишь на вторично-катагенетическом этапе преобразования пород.

Нефть мигрирует в сосредоточения палеозойских отложений, в результате диффузионного переноса в пластовых водах высокой температуры. Из пластовых вод нефть выделяется в капельной форме на участках глубинных разломов. Далее, нефть проходит «точки росы» и подъема, затем, благодаря силам гравитации, оседает в породах-коллекторах, сформированных в палеозойских отложениях [3].

Палеозойские отложения юго-восточной части Западно - Сибирской геосинеклизы в литературе именуется Нюрольским осадочным бассейном. Они объединяются в литолого-петрографические толщи с близким литологическим составом пород и близкими петрофизическими свойствами, которые соответствуют выделенным по палеонтологическим данным толщам и свитам.

Практически все залежи нефти палеозойских отложений вторично-мигрировавшие.

Процесс формирования месторождений нефти и газа в палеозойских отложениях выглядит следующим образом. После того, как произошло формирование отложений палеозойского моря, первоначальное залегание которых было близким к горизонтальному положению, и прекращению существования моря в конце карбона последовал продолжительный период континентального стояния региона. Во время данного периода произошло сближение таких крупных тектонических блоков, как Восточная Сибирь и Русская платформа [1].

Нюрольская впадина расположена в Томской и Новосибирской областях в Ю-З части Западно - Сибирской плиты. Размер впадины с точностью неизвестен, мощность мезозойского покрова от 2,6 до 4,8 км [4].

Разрез палеозоя представлен отложениями силура, девона и нижнего карбона. Возможно присутствуют более древние породы, но они ещё не вскрыты бурением; предполагается, что они залегают ниже глубины 5 км. Экраном служат глинисто-битуминозные сланцы юры.

Нефть найдена на относительно небольших месторождениях, большей частью в кавернозных и трещиноватых карбонатах палеозоя. В разрезе описываемой толщи Нюрольской впадины встречены карбонатные породы разного состава и генезиса: рифовые, кремнисто-карбонатные, хемогенные, органогенные. В продуктивных отложениях месторождений преобладают известняки, доломиты, кремнистые органогенные породы. Вулканогенно-карбонатные толщи с дайками диабазов имеют преимущественное распространение в краевых зонах районов распространения вулканогенных формаций.

Породы интенсивно разбиты трещинами различной ориентировки, которые заполнены доломитом, кварцем, битуминозным материалом. В карбонатном разрезе Северо-Останинской площади имеются покровы сильно измененных базальтовых порфиритов.

Палеозойский разрез Нюрольской впадины сложен преимущественно карбонатными породами, образовавшимися в морских условиях при незначительной или средней глубине водоема.

Промышленные притоки нефти выявлены в отложениях верхней части палеозоя и коры выветривания. Палеозойские образования представлены кремнистыми органическими породами и известняками средне-верхнедевонского и каменноугольного возраста.

По карбонатным породам проявляются процессы гипергенеза, вторичного катагенеза, в связи с этим зоны повышенной мощности карбонатных пород в составе палеозойских отложений являются наиболее перспективными участками для формирования пород-коллекторов и, соответственно, месторождений нефти и газа в палеозойских отложениях. Помимо планирования, организации и проведения поисковых и разведочных работ на данных объектах большой интерес представляет обобщение опыта разработки и условий формирования указанных отложений.

Литература

1. Запывалов Н.П. К 50-летию освоения Западно-Сибирской нефтегазовой провинции // Горные ведомости, 2013. № 4. С.94-99.
2. Елкин Е.А., Краснов В.И., Бахарев Н.К. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Палеозой Западной Сибири. – Новосибирск, 2015. 163 с.
3. Шустер В.Л., Левянт В.Б., Элланский М.М. Нефтегазоносность фундамента. – М., 2013. – 176 с.
4. Клещев К.А., Шейн В.С. Перспективы нефтегазоносности фундамента Западной Сибири. – М.: ВНИГНИ, 2014. – 214 с.

ВЛИЯНИЕ ТЕРМООБРАБОТКИ НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТИ

Н.С. Харьковская

Научный руководитель старший преподаватель Л.В. Чеканцева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При низких температурах имеет огромное значение подвижность нефти в процессах перекачки и перевозки ее в зимних условиях. К уменьшению проходного диаметра трубопровода приводит образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на стенках при транспортировке аномальной нефти. Один из распространенных методов модификации реологических свойств аномальной нефти состоит в их тепловой обработке [2]. Процесс термообработки заключается в нагреве нефти до температуры, при которой «плавятся» содержащиеся в ней парафины, и охлаждении с заданной скоростью в определенных условиях (в движении или в покое). От температуры нагрева, содержания парафинов и асфальтено-смолистых веществ, и условий охлаждения зависят степень снижения реологических характеристик термически обработанной нефти. Принято считать, что в

результате термообработки улучшаются реологические свойства такой нефти, а условия обработки влияют лишь на степень этого уменьшения [2]. Но вопрос этот еще недостаточно изучен [3]. Есть предположение, что не имеет положительного эффекта нефть, подвергнутая тепловой обработке, содержащая только парафин. Смолы препятствуют структурообразованию и снижают вязкость и температуру застывания. Однако при больших концентрациях смолы способствуют увеличению вязкости нефти. Таким образом, в определенных концентрациях асфальтено-смолистые вещества, являющиеся естественными депрессорами [3], подавляют способность твердых парафинов образовывать кристаллическую решетку, чем и смещают начало процесса структурообразования в область более низких температур [4].

Входящие в состав нефти асфальтено-смолистые вещества, адсорбированы на поверхности кристаллов парафина. При нагреве нефти до невысоких температур некоторая часть кристаллов парафина растворяется и освобожденные асфальтено-смолистые вещества адсорбируются на поверхности нерастворенных кристаллов парафинов. К образованию из выпадающего в твердую фазу парафина прочной мелкокристаллической структуры, повышающей эффективную вязкость и температуру застывания нефти, приводит последующее охлаждение. Следовательно, термообработка высокопарафинистых нефтей при температуре до 550С резко ухудшает реологические свойства нефти. Наиболее благоприятные условия для кристаллизации парафинов с образованием наименее прочной структуры создаются при более высокой термообработке, когда весь парафин растворен. И необратимо разрушаются при еще большем увеличении термообработки содержащиеся в нефти асфальтено-смолистые вещества, которые благоприятно влияют на образование крупнозернистой структуры [1]. В работе [3] было исследовано, что для нефти относительно богатой смолами и бедной парафинами, предварительный прогрев ведет к понижению температуры застывания, а у нефти богатой парафинами, температура застывания при термообработке повышается. Но термообработка не всегда дает положительный результат. Профессор ТПУ Смольянинов был одним из первых, кто обнаружил этот эффект. Были зафиксированы интервалы температур термообработки, при которых проявлялись так называемые «отрицательные» аномалии вязкости, когда после термообработки значительно ухудшались реологические параметры исследуемой нефти [2].

В данной работе был проведен анализ реологических свойств высокопарафинистой нефти (таблица) после термической обработки 32 0С, 37 0С, 45 0С, 55 0С.

Таблица

<i>Физико-химические свойства исследуемой нефти</i>		
Содержание, масс.доли, %		
Парафины	Смолы силикагелевые	Асфальтены
10,14	6,93	0,64

Исследования проводилось с образцом нефти, хранящимся при комнатной температуре. Сначала были определены реологических характеристик исходной (необработанной) нефти. Измерения проводились на программируемом вискозиметре Брукфилда DV-II+PRO. Ротационные вискозиметры Brookfield предназначены для измерения низкой динамической вязкости по ГОСТ 1929-87. Измерение вязкости осуществляется посредством пересчета крутящего момента, необходимого для вращения шпинделя прибора с постоянной скоростью при погружении его в исследуемую среду. Диапазон температур составил от 20 0С до 45 0С с шагом 5 градусов прямым и обратным ходом. Обработка измерений осуществлялась с помощью программного обеспечения Rheocalc.

Термообработку проводили при температурах 32 0С, 37 0С, 45 0С, 55 0С, каждый раз используя новую порцию нефти. Обработку нефти при заданной температуре осуществляли в течение часа в сушильном шкафу, после чего нефть охлаждали до 8 0С в термостате в течение часа и проводили дальнейшие измерения структурно-механических свойств.

На рисунке 1 представлены результаты определения динамической вязкости при увеличении скорости сдвига (прямой ход) для нефти без термообработки. По графику мы видим, что вязкость необработанной нефти при 20 0С значительно отличается от аналогичных кривых, измеренных при более высоких температурах. Возможно, это объясняется плавлением парафинов при повышении температуры.

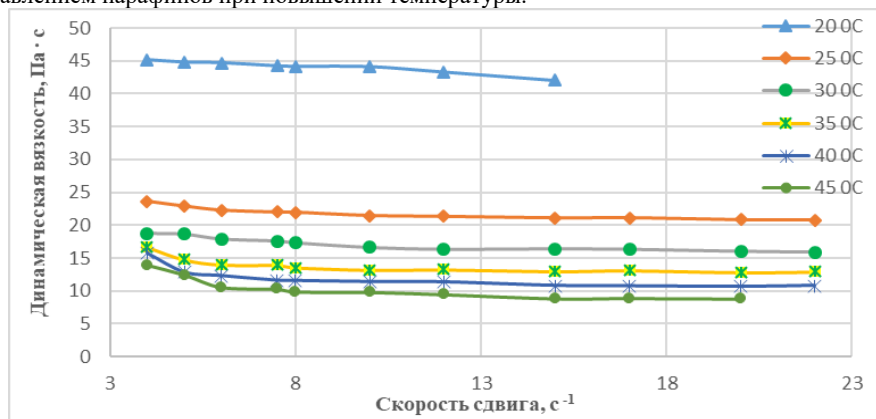


Рис.1 Реологическая кривая исходной нефти

Образцы нефти после термообработки при температуре 25 0С представлены на рисунке 2.

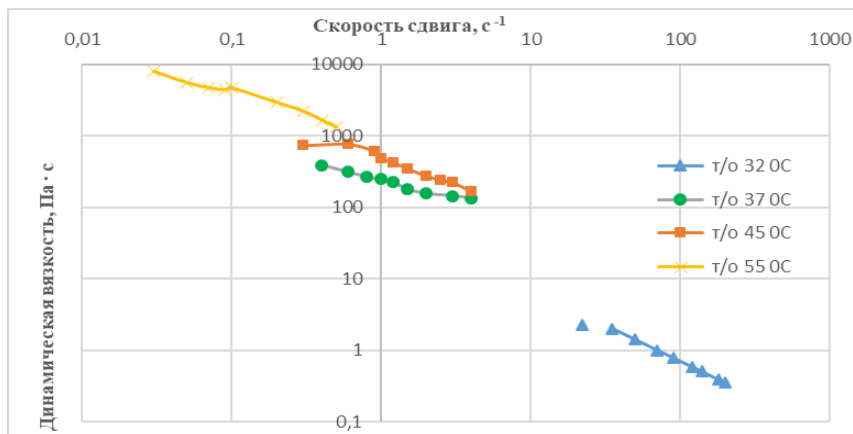


Рис.2 Графики зависимости динамической вязкости от скорости сдвига термообработанной нефти при температуре 25 °С

Анализируя полученные зависимости можно наблюдать, что для исследуемой нефти существует температурный диапазон термообработки (от 37 °С до 55 °С), при котором полученные значения динамической вязкости от скорости сдвига существенно выше аналогичных значений исходной нефти. Полученные результаты подтверждают выводы о том, что проводить тепловую обработку следует при температурах выше 60 °С. Обработка при более низких температурах приводит к отрицательному результату, значительно ухудшая реологические параметры флюида.

Полученные результаты имеют непосредственное прикладное значение.

Литература

1. Алиев Р.А. Трубопроводный транспорт нефти и газа. – М.: Недра, Москва 1988. – 241-244 с.
2. Евдокимов И.Н., Елисеев Н.Ю. Молекулярные механизмы вязкости жидкости и газа. Часть 1. Основные понятия. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2005. – 59с.
3. Смольянинов С.И. Влияние различных факторов на температуру застывания Томских нефтей. // Известия Томского политехнического института [Известия ТПИ]. – 1976. – Т. 253: Вопросы геологии и освоения нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири. – С. 73-77.
4. Муфтахов Е.М. Реологические свойства нефтей и нефтепродуктов. – М.: УГНТУ, Уфа, 2001. – 71 с.

ОБЛАГОРАЖИВАНИЕ ПРЯМОГОННЫХ БЕНЗИНОВЫХ ФРАКЦИЙ НА МОДИФИЦИРОВАННЫХ ЦЕОЛИТСОДЕРЖАЩИХ КАТАЛИЗАТОРАХ И.С. Хомяков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В связи с интенсивным освоением нефтяных и газоконденсатных месторождений в настоящее время является актуальным создание и разработка высокоэффективных процессов глубокой переработки сырья. Значительного увеличения антидетонационных свойств прямогонных бензиновых фракций нефтей и газовых конденсатов можно достичь в результате применения термokatалитических процессов.

Цеолиты являются катализаторами для очень многих реакций, протекающих по кислотно-основному типу. Конверсия углеводородов на модифицированных цеолитсодержащих катализаторах проходит через ряд последовательно-параллельных реакций. Целью данной работы являлось рассмотрение особенностей механизма облагораживания прямогонных бензиновых фракций на модифицированных

Реакции превращения легкого углеводородного сырья на цеолитных катализаторах осуществляются по карбоний-ионному механизму [1]. Лимитирующая стадия процесса – первичная активация алканов. Эта реакция приводит к образованию карбкатионов или алкенов, которые более реакционноспособны, чем алканы. В основе ионного механизма каталитического крекинга, протекающего на цеолитных катализаторах, лежит представление о карбкатионах: карбониевых и карбениевых ионах.

Ион карбония может образовываться двумя путями. В первом случае происходит непосредственное взаимодействие алканов с кислотными центрами катализатора. Во втором случае ион карбония образуется в результате протонирования алкенов, которые могут содержаться в исходном сырье или образовываться в результате реакций термического крекинга. Взаимодействие между молекулами алканов с кислотными центрами цеолитов может протекать по одному из трех типов:

1. Слабый кислотный центр (L-центр) отрывает гидрид-ион от молекулы алкана;
2. Сильный кислотный центр (В-центр) разрывает связь С–Н с выделением водорода;
3. Сильный кислотный центр разрывает связь С – С молекулы парафина с образованием молекулярных соединений меньшей массы.

В целом превращение углеводородов включает основные стадии (рисунок):

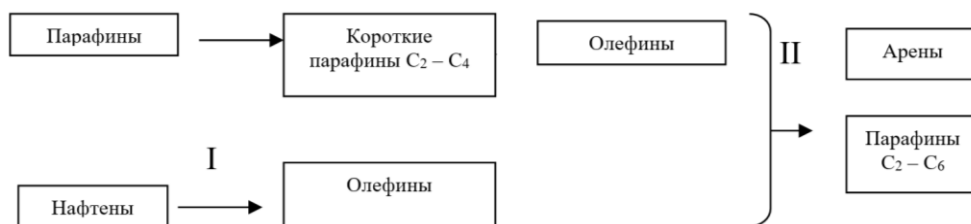


Рис. Схема основных стадий превращения углеводородов на цеолитах

Для первой стадии процесса характерны реакции разрыва углеводородной связи C – C, в результате чего образуются промежуточные олефиновые фрагменты, обладающие большим эндоэффектом. Для второй стадии характерны реакции перераспределения H₂, в результате которых алкены превращаются в алканы и арены, обладающие большим экзоэффектом. В основном в ходе реакций перераспределения образуются изо-алканы состава C₅. Вместе с основными реакциями также протекают реакции алкилирования промежуточными олефиновыми фрагментами изо-алканов и аренов, реакции изомеризации алканов и циклоалканов, реакции диспропорционирования и изомеризации аренов. Несмотря на то, что отдельные стадии процесса «цеоформинг» имеют экзоэффект, суммарный процесс обладает эндоэффектом.

Далее происходит конверсия образовавшихся алкенов на кислотных центрах цеолитов. Многие исследования превращения алкенов на цеолитах свидетельствуют о том, что при низких температурах протекают реакции изомеризации двойной связи [2] и реакции скелетной изомеризации [3] алкенов. В области более высоких температур также протекают реакции олигомеризации и полимеризации [4]. При температурах выше 200 °C начинают протекать реакции перераспределения H₂, в результате которых происходит образование алканов состава C₂-C₆ и аренов [5]. В области температур свыше 300 °C идет крекинг продуктов алкилирования и полимеризации [62].

В работах [2] было показано, что образование аренов происходит непосредственно из алкенов C₂-C₄ (в основном пропен и бутены), которые получают в результате реакций крекинга и дегидрирования. Лимитирующей стадией реакции ароматизации является стадия передачи гидрид-иона от алкена к карбокатиону [66]. Далее идет стадия дегидроциклизации с образованием циклических углеводородов C₆, затем происходит перенос H₂ между циклическими углеводородами и низшими алканами с образованием аренов и алканов.

Также арены могут образовываться из продуктов олигомеризации низших алкенов, при этом конверсия олигомеров может протекать разными способами:

- 1) Происходит последовательное отщепление H₂ от олигомеров с последующей термической циклизацией образовавшихся полиенильных структур.
- 2) В результате частичного крекинга происходит образование очень реакционноспособных аллильных ионов карбения, которые затем легко превращаются в ди- и триенильные катионы с дальнейшим превращением в арены.
- 3) Идет образование алканов C₂-C₆ и алкилбензолов C₇₊, в результате сопряженного гидрирования получающихся алкенов

В работе [6] показано, что для некоторых цеолитов возможна реакция циклизации олигомеров через образование промежуточных диенов с последующим превращением в арены. Помимо основных реакций также могут протекать реакции алкилирования промежуточными алканами изо-алканов и аренов исходного сырья и продуктов реакции. Также на кислотных центрах цеолитов могут протекать реакции диспропорционирования и изомеризации аренов, а также изомеризации алканов и циклоалканов. На чистых немодифицированных цеолитах реакции дегидрирования практически не протекают.

Таким образом, превращение углеводородов на цеолитах представляет собой многомаршрутный процесс, состоящий из ряда последовательно-параллельных реакций. В первую очередь идет образование непредельных углеводородов. На H-цеолитах непредельные соединения образуются в основном за счет реакций крекинга исходных алканов и циклоалканов, тогда как на модифицированных цеолитах непредельные углеводороды образуются преимущественно за счет реакций дегидрирования алканов и в незначительной степени за счет реакций крекинга. Наличие сильных брэнстедовских кислотных центров обуславливает возможность декатионированных цеолитов активировать молекулы низших алкенов с последующей дегидроциклизацией образующихся интермедиатов. Реакции крекинга алканов, олигомеризации и частичного расщепления алкенов и реакции циклизации непредельных промежуточных соединений также протекают благодаря наличию сильных кислотных центров. В результате дальнейшего депротонирования и перераспределения водорода образуются арены и алканы в соотношении 1:3. Именно это соотношение ограничивает выход продуктов ароматизации.

Литература

1. Leftin H.P. Carbonium-ions on the Surface of Acid Catalysts. In Carbonium-ions. Ed. By G. Olah and P.V.R.Schlyer. – 1972. – V. 1. – chapter 10.
2. Величина Л.М. Каталитическая активность пентасила, содержащего наночастицы Pt, Ni, Fe и Zn, в превращениях углеводородов (сообщение 2) / Л.М. Величина, А.Н. Пестряков, А.В. Восмериков, И.В. Тузовская и др. // Нефтехимия. – 2008. – Т. 48. – № 4. – С. 353-357.

3. Конов С.В. Гидроизомеризация n-октана на платиносодержащих микро-мезопористых молекулярных ситах / С.В. Конов, Ю.В. Монахова, Е.Е. Князева, В.В. Ющенко, О.А. Пономарева, И.И. Иванова // Нефтехимия. – 2009. – Т. 49. – № 1. – С. 83-89.
4. Радченко Е.Д. Разработка новых типов цеолитов и катализаторов на их основе для процессов нефтепереработки и нефтехимии / Е.Д. Радченко, Л.Д. Коновальчиков, Б.К. Нефедов, Г.Д. Чукин // Нефтехимия. – 1990. – Т. 30. – № 3. – С. 326-338.
5. Angelescu E. Conversion of alkanes into gasoline of ZSM-5 zeolite catalysts // Revue Roumaine de chimie. – 1990. – V. 35. – № 2. – P. 229-237.
6. Bhattacharya D. Aromatization of n-hexane over H-MFI: Influence of promoters and added gases / D. Bhattacharya, S. Sivasanker // Applied Catalysis A: General. – 1996. – Vol. 141. – P. 105-115.
7. Ясьян П. Облагораживание прямогонных бензиновых фракций на модифицированных цеолитах / П. Ясьян, А.Г. Колесников, И.С. Крахмалева, Т.Н. Боковикова, М.В. Двадиенко, П.Ф. Овчинников // Химия и технология топлив и масел. – 2001. – № 5. – С. 37-39.

ВЛИЯНИЕ МОДИФИЦИРУЮЩИХ ДОБАВОК F-ЭЛЕМЕНТОВ НА КАТАЛИТИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ВЫСОКОКРЕМНЕЗЕМНЫХ ЦЕОЛИТОВ ТИПА MFI В ПРОЦЕССЕ ПОЛУЧЕНИЯ ВЫСОКООКТАНОВЫХ КОМПОНЕНТОВ БЕНЗИНОВ

И.С. Хомяков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В соответствии с принятой правительством РФ Энергетической стратегией России на период до 2020 г. приоритетной задачей нефтеперерабатывающей отрасли является значительное повышение качества нефтепродуктов и доведение его до экологически обоснованных стандартов. За последние годы на большинстве НПЗ достигнуты определенные успехи в увеличении глубины переработки нефти, изменения ассортимента и улучшения качества нефтепродуктов. Производство бензинов является одной из главных задач в нефтеперерабатывающей промышленности, однако в настоящее время большая часть бензинов, выпускаемых отечественными НПЗ, не соответствует европейским стандартам.

Современные процессы нефтехимии и нефтепереработки основываются на каталитических технологиях. Наиболее приоритетным на сегодняшний день является процесс переработки низкооктановых бензиновых фракций в высокооктановые компоненты моторных топлив на высококремнеземных цеолитах типа пентасил. Избирательность действия катализаторов зависит от многих факторов, связанных с их составом, структурой, условиями применения и т.д.

Целью данной работы являлось изучение влияния добавок различных f-элементов на каталитические свойства цеолита. Модифицирование катализатора металлами является эффективным способом изменения свойств ВКЦ типа ZSM-5 для изменения его активности и селективности в процессах нефтепереработки. Существует три основных способа введения промотирующей добавки металла в цеолит: пропитка цеолитов растворами солей, механохимическое смешение и внедрение металла в каркас цеолита на стадии синтеза за счет частичного изоморфного замещения ионов алюминия в решетке на ионы вводимого в цеолит металла. Полученные по одному из данных способов катализаторы полностью сохраняют структуру цеолита, однако они обладают рядом специфических особенностей, которые будут зависеть от природы модификатора и способа его введения в цеолит. В цеолитном каркасе происходит локальное распределение зарядов. Эти заряды выступают в роли центров, которые способны вступать в донорно-акцепторные взаимодействия [81]. После изоморфного замещения ионов алюминия в цеолите, его активность в процессе конверсии углеводородного сырья обычно падает.

После механического смешения цеолитов с металлами возможно изменение целого ряда физико-химических свойств цеолитов:

- а) уменьшение размера частиц, вызванное увеличением количества атомов, находящихся на поверхности цеолита;
- б) появление дополнительных дефектов верхних слоев кристаллической структуры с переходом их в аморфное состояние с повышенными значениями свободной энергии;
- в) появление «новых» поверхностей из-за скалывания внешних слоев кристаллов, что приводит к образованию свободных радикалов из-за появления нескомпенсированных валентностей [82].

Благодаря этому изменяется реакционная способность цеолитов, модифицированных механическим смешением. Главным образом увеличивается селективность катализатора в образовании аренов из ПБФ. Это связано с уменьшением концентрации сильных брэнстедовских кислотных центров в результате механического смешения [1].

Существуют различные мнения о том, в каком виде находятся введенные в цеолит металлы. Ряд исследователей считает, что после термической обработки прокаленные образцы содержат металлы главным образом в форме оксидов, которые распределяются на верхних поверхностных слоях. Частично эти оксиды могут встраиваться в кристаллическую решетку цеолита [2]. Также может происходить одновременное образование очень малого количества катионов, которые способны занимать тетраэдрические позиции в решетке. Другая группа исследователей [3, 4], наоборот, считает, что металлы встраиваются в основном в каркас цеолита. При этом если количество введенного металла мало (до 1,5 мас. %), то он будет располагаться главным образом на внешней поверхности. По мере увеличения количества вводимого металлического модификатора металл выходит за пределы каркаса, образуя крупные внекаркасные кластеры. Из-за этого часть металла «пропадает», т.к., находясь внутри кластера, металл не проявляет свойства кислотного центра. Можно сделать предположение, что металл в цеолите

может находиться в 3-х основных состояниях [5]. Первое состояние – это изолированные ионы, которые находятся в тетраэдрических позициях внутри каркаса цеолита. Второе состояние – внещелочные катионы или малоядерные комплексы внутри микропор цеолита. Третье состояние – это тонкодисперсная фаза оксида на поверхностных слоях цеолитов. В работе [6] показано, что после воздушной термообработки цеолитных катализаторов, модифицированных наноразмерными порошками металлов, они переходят в различные оксидные формы на поверхности цеолита.

Синтезированные металлосодержащие системы на основе пентасилов проявили универсальные каталитические свойства: варьируя состав и условия проведения превращения *n*-гексана, можно получать либо высокооктановое моторное топливо, либо концентрат ароматических углеводородов с преобладанием фракции БТК (бензол, толуол, ксилолы).

Авторы работ [5] с помощью квантово-механических расчетов также показали, что введение частиц различных металлов в натриевую и водородную формы цеолитов типа MFI приводит к формированию центров различной природы.

Авторами работы [7] исследована каталитическая активность металлосодержащих цеолитов типа MFI, модифицированных наноразмерными порошками различных металлов в количестве 1,5 мас. %, в процессе облагораживания прямогонных бензиновых фракций нефти. Установлено, что введение наночастиц металлов в цеолит повышает активность катализаторов

Представляет интерес использование катализаторов с комбинированной микро-мезопористой структурой, которые сочетают преимущества цеолитных материалов (высокая кислотность, устойчивость к термопаровой обработке) и мезопористых молекулярных сит, имеющих крупные поры, наличие которых открывает путь к превращению крупных органических молекул и облегчает транспорт исходных реагентов и продуктов реакции. В работе [8] была изучена реакция гидроизомеризации *n*-октана на микро-мезопористых катализаторах. Оптимальные каталитические свойства проявил катализатор, полученный рекристаллизацией цеолита BEA с Si/Al=25-31, с содержанием микропор 35%.

Модифицирование цеолитов катионами поливалентных металлов приводит к повышению гидрокрекирующей активности получаемого катализатора. Таким образом на основе модифицированных пентасилов возможно создание бифункциональных катализаторов, которые будут эффективны для проведения в одну стадию таких процессов как гидродепарафинизация и гидроочистка прямогонных бензиновых фракций.

Использование в качестве модификаторов редкоземельных металлов также приводит к увеличению глубины превращения *n*-алканов в изо-алканы и арены. В работе [9] модифицирование катализатора ЦВК-ТМ-1327 (SiO₂/Al₂O₃=54) 0,2 % La приводит как к увеличению выхода катализата с 64,4 до 70,2 %, так и октанового числа с 40 до 50 пунктов в процессе конверсии *n*-гептана. Добавление 0,2 % La, Ce, Sm или Nd к цеолиту H/ZSM-5 (SiO₂/Al₂O₃=35) увеличивает октановое число получаемого бензина с 69 до 80-82 пунктов по моторному методу. Также важно отметить, что добавление редкоземельных металлов приводит к снижению коксообразования.

Для снижения стоимости катализаторов на основе пентасила предложено использовать композитный катализатор, включающий в свой состав кроме синтетического также доступный природный цеолит, предварительно обработанный. В работе показана высокая активность катализаторов, приготовленных на основе предварительно обработанной и модифицированной шунгитовой породы, в реакции изомеризации *n*-гексана и узких углеводородных фракций.

Таким образом, из приведенных литературных данных видно, что к проблеме производства ценных органических продуктов с использованием каталитических систем на основе цеолитов проявляется большой интерес, следовательно, эта тема является актуальной. В зависимости от типа вводимого модификатора возможно смещение направления процесса в сторону получения аренов, изо-парафинов, нафтенов или олефинов.

Литература

1. Ионе К.Г. Полифункциональный катализ на цеолитах. – Новосибирск: Наука. – 1982. – 272 с.
2. Ходаков Г.С. Влияние тонкого измельчения на физико-химические свойства твердых тел // Успехи химии – 1963. – Т.32. – № 7. – С.860–880.
3. Jong S.J. Reduction behavior and catalytic properties of cobalt containing ZSM-5 zeolites / S.J. Jong, S. Cheng // Applied Catalysis A. General. – 1995. – V. 126. – №1. – P. 51-66
4. Баррер Р. Гидротермальная химия цеолитов. М.: Мир. – 1985. – 420 с.
5. Gun L. Zeolite (Na) modified by nano-Fe particles adsorbing phosphate in rainwater runoff / L. Gun, J. Zuo, B. Xie, P. Li, X. Huang // Journal of Environmental science. – V. 24. – Is. 11. – P. 1929-1933.
6. Князева Е.Е. Активные центры поверхности и каталитические свойства Fe-содержащих пентасилов / Е.Е. Князева, Г.М. Тельбиз, Н.Ф. Мегедь, Т.В. Лимонова // Химия и технология топлива и масел. – 1992. – № 3. – С.15-17
7. Mikhailov M.N. The state and reactivity of Pt6 particles in ZSM-5 zeolite / M.N. Mikhailov, L.M. Kustov, V.B. Kazansky // Catalysis Letters. – 2008. – V. 120. – № 1-2. – P. 8-13.
8. Borges P. Activity-acidity relationship for alkane cracking over zeolites: *n*-hexane cracking over HZSM-5 / Borges P., Ramos Pinto R., Lemos M.A.N.D.A., Lemos F., Védrine J.C., Derouane E.G., Ramôa Ribeiro F. // Journal of Molecular Catalysis A: Chemical. – 2005. – V. 229. – № 1-2. – P.127-135.
9. Филоненко С.Ю. Каталитические превращения модельных углеводородов на цеолитах / С.Ю. Филоненко, И.С. Завалинская // Физико-химический анализ свойств многокомпонентных систем. – 2007. – № 5. – С. 3-5.

ОСОБЕННОСТЬ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗЛИФТНОЙ СКВАЖИНЫ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВЬЕТНАМА

Чан Динь Тан Сы

Научный руководитель старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Газлифтный способ играет очень важную роль и популярно применяется на месторождениях Вьетнама. Этот способ является одним из механизированных способов добычи, применяемых для скважин, не самофонтанируемых и не даваемых дебит по требованию. Этот метод заключается в том, что нагнетают в скважину

газ высокого давления с целью увеличения необходимой энергии в процессе подъема жидкости с забоя скважины на поверхность. Область применения газлифта - высокодебитные скважины имеют большие забойные давления, скважины с забойными давлениями меньше давления насыщения, скважины с высокими газовыми факторами, песчаные скважины, а также скважины, эксплуатируемые в труднодоступных условиях (например, затопляемость, паводки, болота и др.).

В статье представлено исследование работ на месторождении «Дракон» Вьетнама с целью определения оптимального режима, повышения эффективности использования газлифтного газа.

Центральный участок месторождения Дракон расположен в пределах лицензионного блока 09-1 континентального шельфа юга СРВ на расстоянии 130 км от порта Вунгтау. Город Вунгтау, где сосредоточена производственная база СП «Вьетсовпетро», связан с г. Хошимин автомобильным шоссе (расстояние 125 км), а также водным путем, доступным практически всех типов судов (расстояние 80 км). Обзорная карта района приведена на рисунке 1.

Проводил исследование скважины 308Б/РП-3 месторождения «Дракон». Состояние скважины 308Б/РП-3 представлено в таблице 1.

Таблица 1

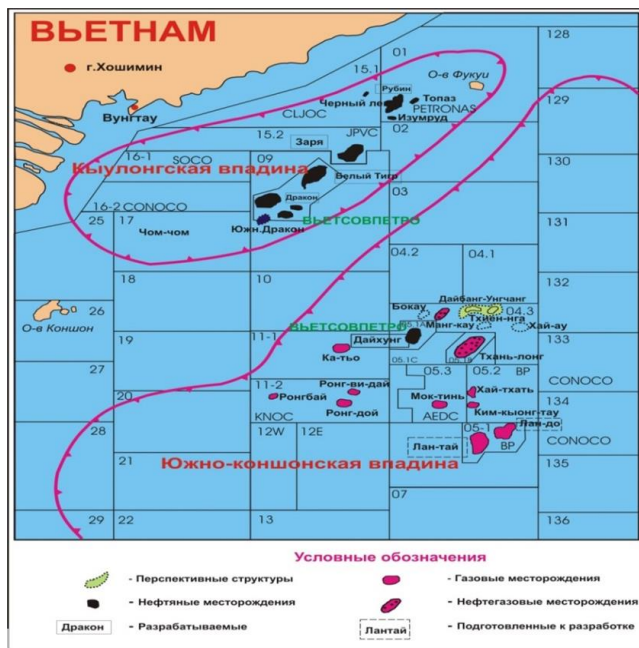


Рис. 1 Схема расположения месторождений на шельфе юга Вьетнама

Состояние скважины 308Б/РП-3

Объект эксплуатации		Фундамент
Динамический уровень	дата замера	07/07/2015
	уровень, м	2852
Результаты ГДИ	дата замера	13/09/2014
	Рпл, атм	155,01
	Рзаб, атм	-
	Тпл, °С	92
Текущий режим работы		Постоянный
Параметры работы	дата замера	07/07/2015
	V _{гд} , м ³ /сут	30.000
	Рзатр, атм	75.1-77.5
	Рбуф, атм	7.7-8.9
	Туст, °С	37
	Q _ж , м ³ /сут	66
	Q _н , т/сут	20,6
	Обв., %	61,8
	Р _ж , м ³ /м ³	455
Р _н , м ³ /т	1456	

СЕКЦИЯ 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В период с 07/07/2015г. по 11/07/2015г. на РП-3 было проведено исследование скважины 308Б на режимах расхода гл. газа 20.000 и 25.000 м³/сут. Результаты исследования представлены в таблице 2 и на рисунке 2.

Таблица 2

Результаты исследования скважины 308Б на режимах расхода гл. газа 20.000 и 25.000 м³/сут

Дата	Рб, ат	Рз, ат	Ту, оС	V _{гл} , м ³ /сут	q _ж , м ³ /сут	q _н , т/сут	Обв., %	Р _ж , м ³ /м ³	Р _н , м ³ /т	Нд, м (раб. Кл/ДКО)
07-07-15	7.7-8.9	75.1-77.5	37	30000	66	20.6	61.8	455	1456	2852 (3/4)
09-07-15	7.8-8.9	74.5-77.9	37	25000	58	17.6	62.6	431	1420	2786 (3/4)
11-07-15	7.1-10.3	73.8-77.4	37	20000	56	17.2	62.4	357	1163	2788 (3/4)

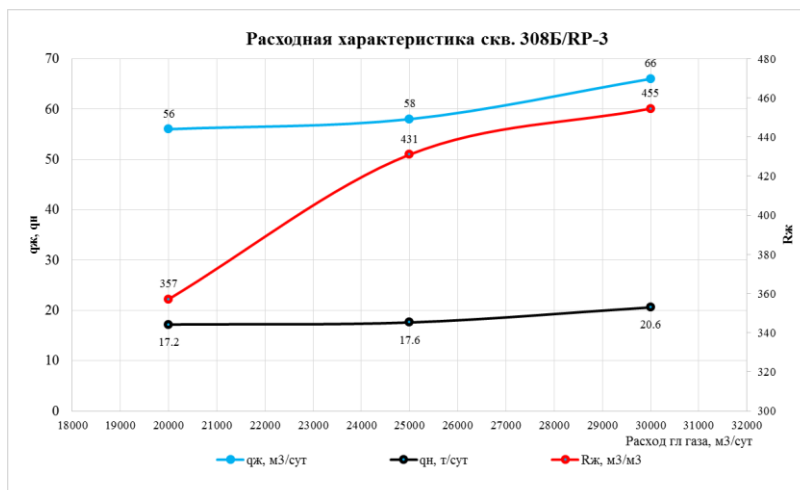


Рис. 2 Расходная характеристика скважины 308Б/РП-3

По полученным результатам можно сказать, что режим с расходом гл. газа 30.000 м³/сут является самым оптимальным по следующим причинам: максимальный дебит жидкости – 66 м³/сут., и относительно низкий удельный расход газа по жидкости – 455 м³/м³ (меньше 1000 м³/м³). На основании вышеизложенного анализа, рекомендуется сохранить текущий режим расхода гл. газа 30.000 м³/сут.

Литература

1. Газлифтная эксплуатация нефтяных и газовых скважин [Текст]: метод. указания / А. А. Мордвинов, О. А. Миклина. – Ухта : УГТУ, 2013. – 39 с.
2. Cơ sở khoan và khai thác dầu khí. Le Phuoc Hao. NXB Đại học Quốc gia TP. HCM 2006.
3. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин, часть 2 / В.Н. Арбузов// М.: Наука, 2012. –272 с.
4. How Does Artificial Lift Work? Rigzone, retrieved May 29, 2012.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ИНГИБИТОРОВ ПАРАФИНООБРАЗОВАНИЯ НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА АНОМАЛЬНЫХ НЕФТЕЙ

А.С. Чемякин, А.В. Сидоренко

Научный руководитель зав. лаб. Л.В.Чеканцева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Добыча нефти при наличии в ней парафина осложняется выпадением парафиновых отложений в трубах, в затрубном пространстве, в выкидных линиях. При правильном выборе техники и технологии борьбы с парафином можно предупредить уменьшение коэффициента продуктивности пласта, сохранить постоянство дебита скважины, сократить время на ремонт, обеспечить ритмичную работу промысла и снизить себестоимость тонны нефти.

В настоящее время широко применяются химические вещества и их смеси, которые при добавлении их к нефти в соответствующей концентрации влияют на процесс кристаллизации парафинов [1], так называемые ингибиторы парафиноотложений (ИПО). Одним из результатов их влияния является снижение низкотемпературной вязкости нефти, связанной со структуризацией парафинов. Главной особенностью ИПО является высокая избирательность их действия на нефть [1]: ИПО, снизивший вязкость у одной нефти, может не изменить, или вообще повысить ее, у другой.

В данной работе представлено определение наиболее подходящих ингибиторов парафиноотложений и подбор концентраций для снижения низкотемпературной вязкости нефти. Оценкой эффективности ИПО являются результаты лабораторных испытаний: на сколько понижает ИПО вязкость нефти при определенной температуре [1].

Исследования проводились с образцами нефти Арчинского и Южно-Майского нефтяного месторождений, физико-химические свойства которых представлены в таблице (табл. 1).

Таблица 1

Физико-химические характеристики и состав нефти

Образец	ρ , кг/м ³ , при 20 °С	Содержание в нефти, % мас.		
		парафины	смолы	асфальтены
Нефть Арчинского месторождения	867,3	6,3	17,3	2,9
Нефть Южно-Майского месторождения	832,5	10,14	6,93	0,64

В качестве ИПО исследовались два реагента с различными концентрациями, представленные в табл.2. Они предназначены для предотвращения парафиноотложений в нефтепромысловом оборудовании в процессе добычи нефти и при ее транспортировке. Применяется в качестве ИПО для нефтей с высоким содержанием парафинов и смолистых веществ. Ингибиторы этих марок защищают нефтепромысловое оборудование и нефтепроводы от асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), понижают вязкость, и температуру застывания нефти [2]. Концентрации были подобраны в соответствии с рекомендациями производителей.

Таблица 2

Ингибиторы парафиноотложений

Концентрация, г/т	СНПХ-ИПГ 11А	ХПП-007
	100	150
150	200	200
200	250	250

Измерения вязкости проводились на программируемом вискозиметре Брукфилда DV-II+PRO. Ротационные вискозиметры Brookfield предназначены для измерения низкой динамической вязкости по ГОСТ 1929-87. Измерение вязкости осуществляется посредством пересчета крутящего момента, необходимого для вращения шпинделя прибора с постоянной скоростью при погружении его в исследуемую среду. Диапазон температур составил от 20 °С до 50 °С с шагом 5 градусов прямым и обратным ходом. Обработка измерений осуществлялась с помощью программного обеспечения Rheocalc.

Первоначально были измерены вязкости исследуемых образцов без добавления реагентов по всему диапазону температур. Полученные результаты представлены на рис.1, 2.

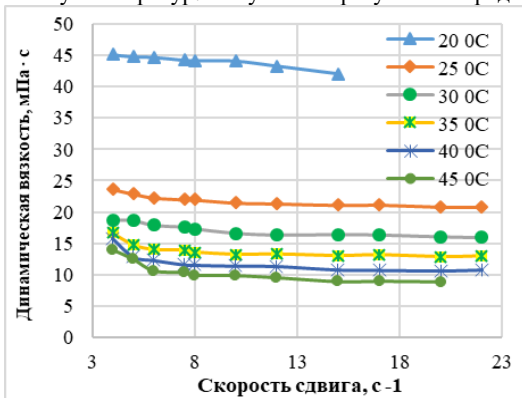


Рис.1 Реологическая кривая исходной нефти Арчинского месторождения

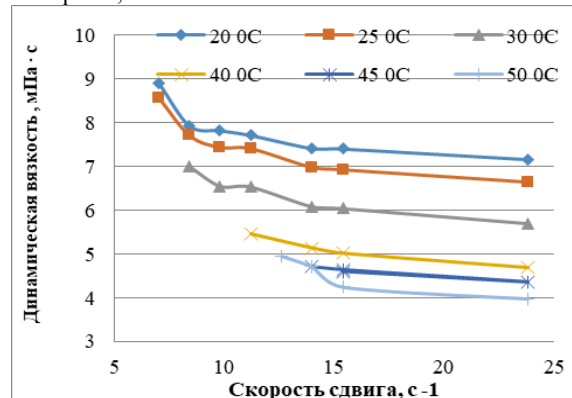


Рис.2 Реологическая кривая исходной нефти Южно-Майского месторождения

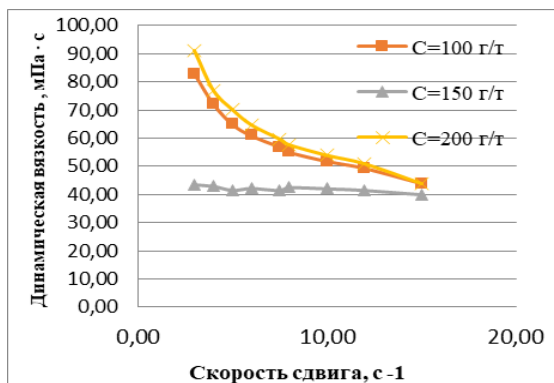


Рис.3 Реологическая кривая нефти Арчинского месторождения с добавками СНПХ-ИПГ при t=20 °C

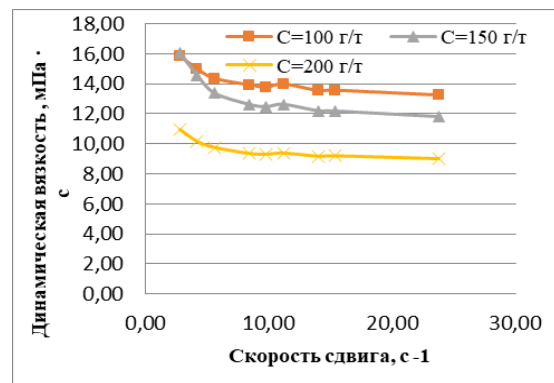


Рис.4 Реологическая кривая нефти Южно-Майского месторождения с добавками СНПХ-ИПГ при t=20 °C

СЕКЦИЯ 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Затем в образцы нефти были добавлены ИПО с заданными концентрациями. Смесь каждого образца нефти с реагентом выдерживалась в течение суток для лучшего перемешивания.

Результаты измерения вязкости с добавлением в исследуемые образцы реагентов для температуры 20 °С представлены на рис.3,4,5,6.

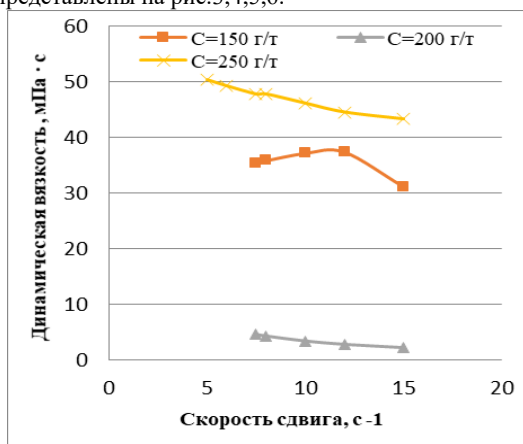


Рис.5 Реологическая кривая нефти Арчинского месторождения с добавками ХПП-007 при $t=20\text{ }^{\circ}\text{C}$

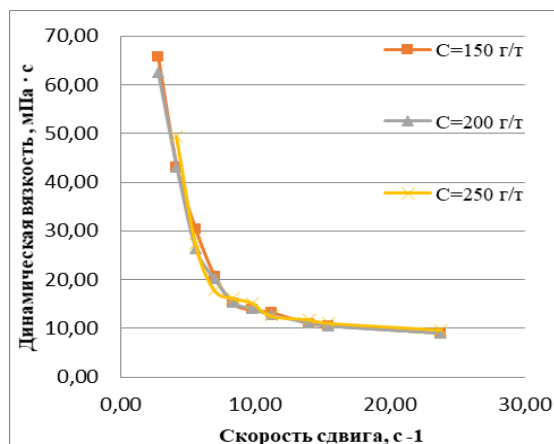


Рис.6 Реологическая кривая нефти Южно-Майского месторождения с добавками ХПП-007 при $t=20\text{ }^{\circ}\text{C}$

Было проведено исследование действия ингибиторов парафиноотложений для нефти Арчинского и Южно-Майского месторождений. По результатам данных исследований было установлено, что для нефти Арчинского месторождения для ингибирования парафиноотложений лучшей присадкой показала себя ХПП-007 концентрацией 200 г/т, этот ингибитор существенно снижает вязкость данной нефти. Для нефти Южно-Майского месторождения эти ингибиторы при данных концентрациях их в нефти не подходят, так как ни один из них не снижает вязкость по сравнению с пробой нефти без присадки. Меньше всего вязкость данной нефти повышает ингибитор парафиноотложений СНПХ-ИПГ 11А концентрацией 200 г/т.

Литература

1. А.Н. Маркин, Р.Э. Низамов, С.В. Суховерхов. Нефтепромысловая химия. Практическое руководство. Владивосток, «Дальнаука», 2011. – 287 с.
2. Ингибитор асфальтеновых и парафиновых отложений ХПП-007 по ТУ 2458-012-69415476-2013 – Производство ООО «Когалымский завод химреагентов».
3. Ингибитор парафиногидратоотложений СНПХ-ИПГ 11 по ТУ 2458-179-057670-2009.

АНАЛИЗ ТРАСС-ИНДИКАТОРОВ В ИЗВЛЕКАЕМЫХ ВОДАХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ У.В. Чернова¹, В.В. Козлов

Научный руководитель старший преподаватель¹, научный сотрудник² В.В. Козлов
¹Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия
²Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия

В последние годы характерной особенностью нефтедобычи является увеличение доли высоковязкой нефти в структуре сырьевых ресурсов, запасы которой значительно превышают запасы лёгкой и маловязкой нефти. Россия также обладает значительными трудноизвлекаемыми запасами нефти, и их объем составляет около 75% от объёма высоковязкой нефти, расположенной в странах Африки и Евразии [1].

С учетом этого, особое значение приобретают технологии, позволяющие комплексно воздействовать на продуктивные пласты, увеличивая тем самым нефтеотдачу. Одну из ключевых позиций занимают тепловые методы разработки месторождений высоковязкой нефти, включающая в себя: вытеснение нефти паром, циклическую закачку пара в пласт, гравитационное дренирование при закачке пара [2-4]. Стационарная закачка пара в пласт осуществляется непрерывно с помощью паронагнетательных скважин. Пароциклическая обработка состоит из трёх стадий: сначала пар закачивают в эксплуатационную скважину, затем скважину закрывают и выдерживают некоторое количество времени для прогрева пласта, после этого добыча нефти возобновляется; цикл повторяется по необходимости.

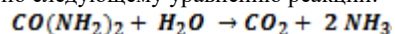
Возможно увеличение эффективности применения тепловых методов за счёт сочетания их с физико-химическими методами, например, с применением термотропных гелеобразующих композиций, увеличивающих охват пласта закачиваемой водой, или нефтьвытесняющих композиций, обеспечивающих дополнительное вытеснение нефти [5-8]. Это связано с тем, что на многих месторождениях наблюдается прогрессирующее обводнение добываемой нефти из-за низкого коэффициента охвата эксплуатируемого объекта, а применение гелеобразующих композиций позволяет изменять направление фильтрационных потоков. Увеличение коэффициента извлечения нефти возможно за счёт снижения межфазного натяжения на границе раздела фаз нефть – водная фаза и деструктурирования адсорбционных слоёв с привлечением нефтьвытесняющих композиций [5].

Использование физико-химических технологий требует постоянного мониторинга геологического строения месторождения и фильтрационных потоков жидкости в пласте, контроля за качеством производимых работ. Всё это возможно при использовании трассерных исследований. Данный метод основан на добавке индикаторов в нагнетаемую в пласт воду и прослеживании направлений и времени выхода индикатора вместе с добываемой продукцией. Трассерные исследования позволяют определить: гидродинамическую связь между нагнетательной и добывающими скважинами, межпластовые перетоки, скорость фильтрации меченой жидкости по пласту, распределение фильтрационных потоков в пласте, проницаемость зон пласта, по которым фильтруется меченая жидкость, объем пласта, через который фильтруется меченая жидкость, вклад нагнетаемой воды в обводненность продукции конкретной добывающей скважины, непродуцируемую закачку нагнетаемой в пласт воды.

Методика проведения трассерных исследований включает в себя: выбор нагнетательных скважин для закачки трассеров; первоначальный выбор добывающих скважин (в зоне возможного реагирования); фоновый отбор проб жидкости; определение необходимого количества трассерных веществ для закачки в каждую конкретную нагнетательную скважину; закачку меченой жидкости в пласт; отбор и анализ проб пластовой воды на содержание индикатора; интерпретацию полученных данных.

В ИХН СО РАН предложен новый подход к созданию эффективных нефтевытесняющих композиций на основе ПАВ и щелочных буферных систем, а именно: неорганических гелеобразующих композиций ГАЛКА® на основе карбамида и солей алюминия; полимерных гелеобразующих композиций МЕТКА® на основе простых эфиров целлюлозы и карбамида; нефтевытесняющих композиций НИНКА® на основе неионогенного и анионоактивного ПАВ, солей аммония и карбамида [9]. Компоненты композиций, такие как карбамид и аммиачная селитра, входящие в состав композиций, также могут служить трассерами в процессе нефтедобычи.

Карбамид представляет собой белое кристаллическое, органическое, биологически безопасное вещество. Карбамид легко растворим в воде, с повышением температуры растворимость его увеличивается. Он нерастворим в нефти [10]. Физико-химический механизм действия нефтевытесняющих композиций на основе ПАВ и щелочных буферных растворов, генерирующих CO₂ непосредственно в пласте, базируется на кинетике гидролиза карбамида (мочевина) в воде и композициях при 80-250 °С [5]. Кинетика гидролиза карбамида представлена в работе [11]. Определяемый в пробах воды, отобранных на выходе из пласта, карбамид может свидетельствовать о трансформации нефтевытесняющих композиций, поскольку при температурах выше 80 °С происходит его гидролиз с образованием аммиака и углекислого газа по следующему уравнению реакции:



Для количественного определения концентрации карбамида в пластовой воде было разработано несколько методик. В основу первой положен метод, основанный на образовании химического соединения карбамида с р-диметиламинбензальдегидом в кислой среде, дающего тёмно-зеленое окрашивание. Интенсивность окрашивания прямопропорциональна концентрации карбамида в растворе, концентрация карбамида определяется фотоколориметрическим методом. За основу при разработке второй методики определения карбамида в пластовых водах был взят метод, основанный на образовании окрашенного комплекса карбамида с диацетилмонооксидом (ДАМ) в сильнокислой среде в присутствии тиосемикарбазида и ионов трехвалентного железа. В результате реакции раствор окрашивается в красный цвет, интенсивность которого прямопропорциональна концентрации карбамида в растворе и регистрируется с помощью спектрофотометра.

Аммиачная селитра или нитрат аммония, входящая в состав нефтевытесняющих композиций, - кристаллическое вещество белого цвета. Температура плавления 169,6 °С, при нагреве выше этой температуры начинается постепенное разложение вещества, а при температуре 210 °С происходит полное разложение [12]. В силу того, что температура многих продуктивных пластов не достигает 169,6 °С, селитра не разлагается, а выходит из скважины неизменной.

В связи с этим для количественного определения концентрации аммиачной селитры в пластовой воде были также разработаны методики. Основой первой методики является потенциометрический метод с применением мембранного электрода, обратимого относительно нитрат-иона. Методика применима для определения селитры при условии отсутствия в исследуемых пробах роданид-ионов. Второй метод основан на окислении нитратами дифениламина (ДФА) в хиноидное производное дифенилбензидина, окрашенное в синий цвет. Интенсивность окраски образовавшегося соединения прямопропорциональна концентрации селитры в пластовой воде, определяется фотоколориметрически. Чувствительность реакции зависит от концентрации серной кислоты в растворе: чем выше её концентрация, тем чувствительнее реакция. Таким методом определяют пробы с концентрацией аммиачной селитры от 10-3 до 10-1 г/дм³.

Были проведены работы по изучению влияния нефтевытесняющих композиций на коэффициент вытеснения нефти и изменение подвижностей фильтрационных потоков при пластовой температуре 20-23 °С. Исследования проводились на установке для изучения фильтрационных характеристик производства «КАТАКОН». Проведена оценка эффективности применения композиции в условиях реагентоциклики в процессе доотмыва остаточной нефти и при первичном нефтевытеснении при температурах 20-23 °С в условиях, моделирующих естественный режим добычи нефти. На основании разработанных методик были определены концентрации аммиачной селитры и карбамида, выступающих трасс-индикаторами, на выходе из установки.

Полученные результаты позволяют судить об эффективности использования нефтевытесняющих композиций. Используя карбамид, как трасс-индикатор, при повышенных температурах пласта проходит его гидролиз, определение его на выходе из добывающей скважины может судить о неправильной работе используемой композиции в пласте. Использование селитры позволяет судить о гидродинамической связи между нагнетательной и добывающими скважинами, скорости фильтрации меченой жидкости по пласту, распределении фильтрационных потоков в пласте, об объеме пласта, через который фильтруется меченая жидкость и др.

Многочисленные трассерные исследования процессов заводнения, выполненные на месторождениях Западной Сибири и Китая [5], показывают высокую эффективность сочетания тепловых методов разработки нефтяных месторождений и физико-химических технологий. Расширение масштабов применения физико-химических методов в будущем позволит обеспечить значительный прирост текущей добычи нефти не только на разрабатываемых, но и на вновь вводимых нефтяных месторождениях.

Литература

1. Полищук Ю. М. Высоковязкие нефти: анализ пространственных и временных изменений физико-химических свойств / Ю. М. Полищук, И. Г. Яценко // Нефтегазовое дело. – 2005. – № 1.
2. Бурже Ж. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов / Ж. Бурже, П. Сурио, М. Комбарну. – М.: Недра, 1988. – 424 с.
3. Методы извлечения остаточной нефти / М.Л. Сургучев [и др.]. – М.: Недра, 1991. – 347 с.
4. Рузин Л. М. Технологические принципы разработки залежей аномально вязких нефтей и битумов / Л.М. Рузин, И.Ф. Чупров. – Ухта: УГТУ, 2007. – 244 с.
5. Алтунина Л.К. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений (обзор) / Л.К. Алтунина, В. А. Кувшинов // Успехи химии. – 2007. – Т. 76. – № 10. – С. 1034–1052.
6. Altunina L.K. Improved oil recovery of high-viscosity oil pools with physicochemical methods at thermal-steam treatments / L.K. Altunina, V.A. Kuvshinov // Oil&Gas Science and Technology. – 2008. – V. 63. – №1. – P: 37–48.
7. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Увеличение нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей физико-химическими методами / Л. К. Алтунина, В. А. Кувшинов // Технологии ТЭК. – 2007. – № 1 (32). – С.46–52.
8. Altunina L.K. Synergism of physicochemical and thermal methods intended to improve oil recovery from high-viscosity oil pools / L.K. Altunina, V.A. Kuvshinov, S.O. Ursegov, M.V. Chertenkov // 16th European Symposium on Improved Oil Recovery. – Cambridge, UK, April 12–14, 2011. CD-ROM. – Paper A13 – 11 pages.
9. Алтунина Л. Композиции для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей / Л. Алтунина [и др.] // Oil&GasJournal Russia. – 2012. – № 7. – С. 44–51.
10. Соколовский Э. В. Индикаторные методы изучения нефтегазоносных пластов / Э. В. Соколовский, Г. Б. Соловьев, Ю. И. Тренчиков. – М.: Недра, 1986. – 157 с.
11. Кучерявый В. И. Синтез и применение карбамида / В. И. Кучерявый, В. В. Лебедев. – Ленинград: Химия, 1970. – 448 с.
12. Миниович М. А. Соли азотной кислоты / М. А. Миниович. – М., 1964. – 192 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ НЕФТЕЙ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВИБРАЦИОННОГО ВИСКОЗИМЕТРА «РЕОКИНЕТИКА»

А.Е. Шаронова¹, И.С. Кожевников²

Научный руководитель доцент Л.В.Шишмина¹, А.В.Богословский²

¹*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

²*Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия*

Вязкость нефти является важным физико-химическим параметром, который используется при расчете нефтяных запасов, учитывается в процессе проектирования разработки месторождений, а также при выборе схемы переработки и способа транспортировки нефти. Вязкость является наиболее распространенной характеристикой реологического поведения жидкостей. При этом в ряде практически важных случаев представляет интерес не только стационарная вязкость при заданной температуре, но и динамика вязкости.

Температура потери текучести (точка гелеобразования) является важнейшей эксплуатационной характеристикой нефтей и нефтепродуктов. Она характеризуется резким увеличением вязкости образца, появлением упругости и определяется с помощью реологических измерений.

Для измерения вязкости нефти используют вискозиметры. Сегодня в мире выпускается большое количество вискозиметров с различными способами измерения вязкости (капиллярные, ротационные, вибрационные и т.д.). Вибрационные вискозиметры обладают высокой чувствительностью и широким диапазоном измерений. Современные электронные вибрационные вискозиметры демонстрируют практически нулевую погрешность (0,5–1%) [4, 5]. Пробное тело вибрационного вискозиметра в меньшей (по сравнению с ротационными вискозиметрами) степени разрушает образующуюся структуру.

Вискозиметр «Реокинетика» (ИХН СО РАН), предназначенный для контроля кинетики структурообразования, позволяет непрерывно регистрировать изменяющуюся в широком диапазоне вязкость жидкости, при минимальном разрушении образующейся структуры.

В ходе кинетического эксперимента с помощью присоединенного компьютера непрерывно регистрируется величина текущего сигнала U_i . Далее для каждого значения U_i по формуле (1) вычисляется относительное механическое сопротивление $Z_{отн}$.

$$Z_{отн} = \frac{U - U_{возд}}{U_{эт} - U_{возд}} = \frac{\sqrt{\rho\eta}}{\rho_{эт}\eta_{эт}}, \quad (1)$$

где $\rho_{эт}$ и $\eta_{эт}$ – плотность и вязкость эталона соответственно; значения $U_{возд}$ и $U_{эт}$, которые соответствуют движению пробного тела на воздухе и в эталонной жидкости, записываются в начале каждого измерения. Величина вязкости рассчитывается по формуле (2):

$$\eta = \frac{(Z_{отн} \cdot \rho_{эт}\eta_{эт})^2}{\rho}. \quad (2)$$

В случае, если в процессе вибрационного измерения образуется пространственная структура, становится возможным перенос излучаемой волны до стенки сосуда, ее отражение и интерференция. Результат измерения становится зависимым от размера сосуда, что было предложено использовать для определения точки гелеобразования [1].

Цель работы – определение температуры потери текучести образцов нефти Томской области методом вибрационной вискозиметрии с использованием измерительных сосудов различного размера.

В качестве объектов исследования были использованы образцы нефти Герасимовского и Ломового месторождений (Томская область).

Образцы помещали в ячейку, туда же погружали пробное тело-зонд, соединенное с датчиком. Аналоговые сигналы вязкости и температуры измерения регистрировались с помощью компьютера. Каждая из ячеек помещалась в термостат-рубашку соответствующего размера. Перед каждым измерением фиксировались $U_{\text{возд}}$ и $U_{\text{эт}}$. Далее каждый из образцов охлаждался до заданной температуры, непрерывно производилась регистрация выходного сигнала вискозиметра (напряжение U_i). Используя формулу (1) рассчитывали значение $Z_{\text{отн}}$, по формуле (2) – значение η , далее строили зависимости η от температуры. Для некоторых значений температуры определяли кинематическую вязкость по ГОСТ 33-66 и рассчитывали динамическую вязкость.

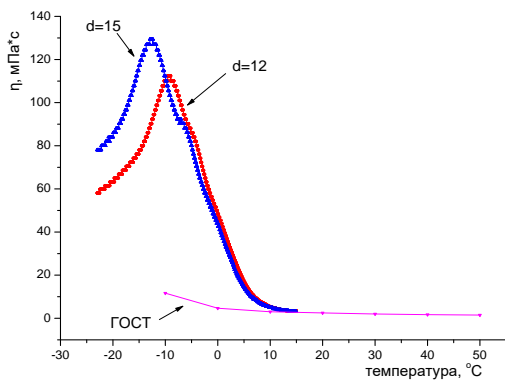


Рис. 1 Зависимости вязкости η от температуры для образца нефти Ломового месторождения

На рис.2 представлены зависимости вязкости η от температуры для образца нефти Герасимовского месторождения, полученные по ГОСТ 33-66 и вибрационным методом с использованием ячеек различного размера и диаметра ($d=12$ мм, $d=15$ мм). Начальные участки кривых совпадают. При 25°C вязкость образца 25 мПа·с. Результат экстраполяции реокинетических зависимостей в сторону более высоких температур практически совпадает со значениями вязкости, определенными по ГОСТ 33-66. При понижении температуры, η образца увеличивается. На реокинетических зависимостях появляются квазипериодические фрагменты. В ходе эксперимента зафиксированы первые максимумы этих фрагментов и дальнейшее увеличение вязкости, до 250 мПа·с. Положение максимумов с увеличением размера ячейки смещается в сторону более прочной структуры, а их амплитуда увеличивается. Точка расхождения этих зависимостей ($+10^\circ\text{C}$) соответствует температуре потери текучести.

Отмеченная для рассмотренных зависимостей тенденция смещения максимумов наблюдается и в случае потери текучести в результате гелеобразования [2,3].

Существенное влияние на температурную зависимость вязкости нефти оказывает ее химический состав, и, прежде всего, количество высокомолекулярных парафинов. Содержание парафинов в нефти Ломового месторождения – $2,76\%$, Герасимовского – $8,35\%$. Установленные значения температур потери текучести исследованных нефтей закономерно коррелируют с содержанием парафинов в нефти: чем ниже содержание парафинов, тем ниже температура потери текучести. Для нефти Ломового месторождения этот параметр равен минус 5°C , для высокопарафинистой нефти Герасимовского месторождения – $+10^\circ\text{C}$.

Выводы: зафиксирована кинетика потери текучести образцов Ломовой и Герасимовской нефти с использованием вибрационного вискозиметра «Реокинетика». Предложенным в работе [1] методом анализа реокинетических зависимостей, полученных с использованием сосудов различной величины, определены температуры потери текучести для Ломовой и Герасимовской нефти, равные минус 5°C и $+10^\circ\text{C}$ соответственно.

На рис. 1 представлены зависимости вязкости η от температуры образца нефти Ломового месторождения, полученные по ГОСТ 33-66 и вибрационным методом с использованием ячеек различного размера и диаметра ($d=12$ мм, $d=15$ мм). Начальные участки кривых совпадают. Далее, с понижением температуры, вязкость образца увеличивается. На реокинетических зависимостях появляются квазипериодические фрагменты. В ходе эксперимента зафиксированы первые максимумы этих фрагментов. Положение максимумов с увеличением размера ячейки смещается в сторону более прочной структуры, а их амплитуда увеличивается. Точка расхождения этих зависимостей (минус 5°C) соответствует температуре потери текучести. На вязкостно-температурной зависимости (ГОСТ 33-66) лишь намечен дальнейший рост вязкости при минус 10°C .

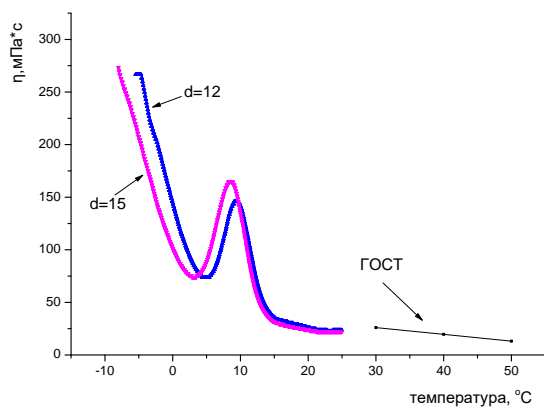


Рис. 2 Зависимости вязкости η от температуры для образца нефти Герасимовского месторождения

Литература

1. Богословский А.В., Галкин В.М., Кожевников И.С. Определение момента гелеобразования с использованием измерительных сосудов разной величины // Газовая промышленность, 2013. № 11, С. 98 - 100.
2. Богословский А.В., Кожевников И.С., Стасьева Л.А., Алтунина Л.К. Определение точки гелеобразования полимерсодержащих составов вибрационным методом // Вестник ТвГУ. Серия: Химия. – 2017. № 4. С. 91 – 98.
3. Кожевников И.С. Определение точки гелеобразования методом вибрационной вискозиметрии // материалы 2 международной научно-практической конференции «Нефтепромысловая химия», Москва, 2015, с.106-107.
4. Крутин В.Н. Колебательные реометры. – М.: Машиностроение, 1985. – 160 с.
5. Соловьев А.Н., Каплун А.Б. Вибрационный метод измерения вязкости жидкостей. – Новосибирск: Наука, 1970. – 139 с.

ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ НА КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА СЛАНЦЕВЫХ ПОРОД В ПРОЦЕССЕ ПИРОЛИЗА

М.Н. Шатова, А.М. Горшков, И.С. Хомяков

Научный руководитель доцент И.С. Хомяков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. Чтобы добывать углеводороды, содержащиеся в залежах баженовской свиты Западной Сибири, доманиковой свиты в Урало-Поволжье и других геологических образованиях, требуется разработка и применение нетрадиционных технологий. Одним из перспективных решений задачи является развитие метода, основанного на термическом воздействии, предполагающее улучшение коллекторских свойств за счет увеличения пустотного пространства и преобразования керогена в легкую нефть в результате инициирования процесса пиролиза.

С химической точки зрения превращение керогена в синтетическую нефть может быть достигнуто путем термического растворения, гидрирования или пиролиза [6]. Пиролиз наиболее приближен к естественному превращению керогена с использованием более высоких температур, чтобы компенсировать геологические временные рамки [2,8]. Во время пиролиза кероген нагревается в отсутствие кислорода для получения вещества, разлагающего кероген.

Высокие температуры обеспечивают более быстрое превращение керогена. Обнаружено, что обработка сланца при низких температурах в течение длительного времени повышает качество продукции. Высокое давление также улучшает качество нефти, поскольку испарение препятствует стимулированию вторичных реакций крекинга. Тем не менее, низкие температуры и высокие давления снижают общий выход [5].

Цель исследования. Целью настоящей работы является анализ влияния высоких температур на коллекторские свойства сланцевых пород.

Объект и методы исследования. Лабораторные эксперименты по определению открытой пористости, объемной и минералогической плотности, проницаемости по газу проводились на измельченных образцах, отобранных из керна разведочных скважин Южного и Южно-Киньяминского нефтяных месторождений (Тюменская область).

Определение матричной проницаемости измельченных образцов осуществлялось согласно методу Gas Research Institute (GRI) в соответствии с GRI-95/0496 «Development of Laboratory and Petrophysical Techniques for Evaluating Shale Reservoirs» [3,4]. Нагрев образцов до определенной температуры осуществлялся в муфельной печи. Эксперименты по определению проницаемости по газу проводились на матричном пермеатре SMP-200.

Исследовалось воздействие термической обработки на образцы керна. Один образец Южного месторождения нагревался в одну стадию до температуры 350 °С, а другой подвергался ступенчатому нагреву до той же температуры с интервалом в 150 °С. На каждой стадии (ступени) произведено измерение проницаемости образца методом GRI. Аналогичная обработка проведена для образцов Южно-Киньяминского месторождения.

Результаты и их обсуждение. Результаты экспериментальных исследований представлены в виде графиков на изменения давления со временем, из которых рассчитан коэффициент проницаемости по газу (рис. 1,2).

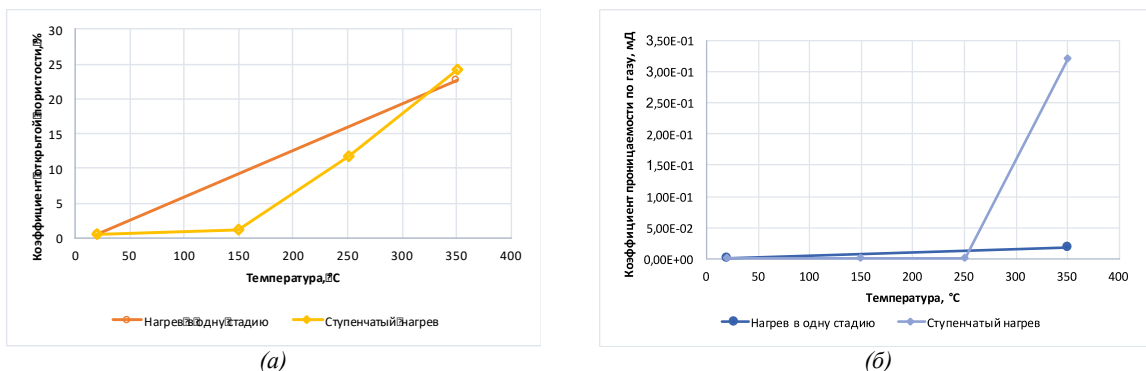


Рис. 1 Влияние температуры на коэффициент открытой пористости (а) и коэффициент проницаемости (б) образцов Южного месторождения

Объемная плотность исходного образца керна Южного месторождения – 2,057 г/см³, а минералогическая плотность составляет 2,067 г/см³. Объемная плотность при нагреве в одну стадию увеличилась на 28,7 % (2,648 г/см³), при ступенчатом нагреве – на 32,7 % (2,729 г/см³). Значения минералогической плотности и тенденция их изменения изменению объемной плотности.

Исходные значения объемной и минералогической плотности образца керна Южно-Киняминского месторождения соответственно равны 2,223 и 2,263 г/см³. При нагреве в одну стадию объемная плотность увеличилась на 3,6 % (2,302 г/см³), при ступенчатом нагреве – на 9,2 % (2,428 г/см³). Минералогическая плотность увеличилась на 5,5 % (2,387 г/см³), при ступенчатом нагреве – на 10,9 % (2,510 г/см³).

При нагреве образца керна Южного месторождения (рис. 1) до температуры 350 °С коэффициент открытой пористости увеличился с 0,46 % до 22,55 %, а коэффициент проницаемости по газу изменился с 2,28·10⁻⁹ мД до 1,77·10⁻² мД. При ступенчатом нагреве коэффициент открытой пористости достиг значения 24,14 %, а коэффициент проницаемости увеличился до 3,2·10⁻¹ мД.

При ступенчатой термической обработке образца керна Южно-Киняминского месторождения (рис. 2) коэффициент открытой пористости увеличился с 1,75 % до 11,42 %, а коэффициент проницаемости по газу изменился с 2,65·10⁻⁷ мД до 4,12·10⁻⁵ мД. При одностадийном нагреве открытая пористость достигла значения 6,87 %, а коэффициент проницаемости увеличился до 7,07·10⁻⁶ мД.

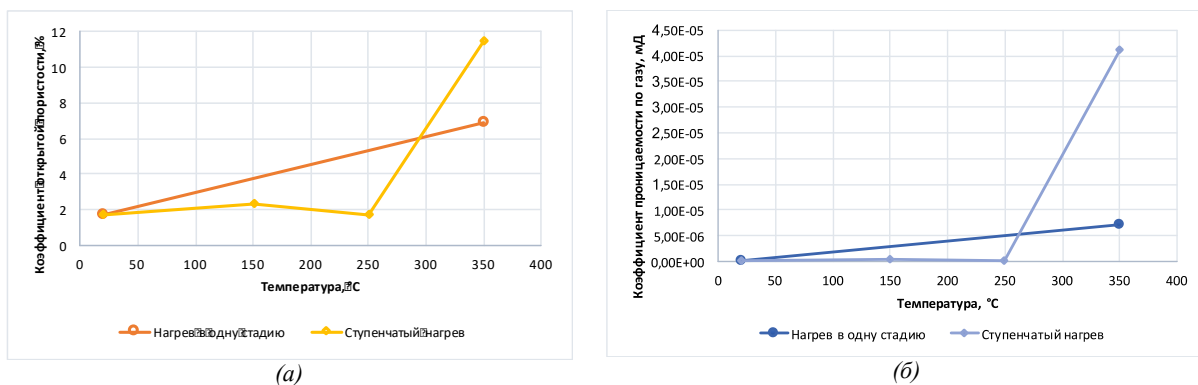


Рис. 2 Влияние температуры на коэффициент открытой пористости (а) и коэффициент проницаемости (б) образцов Южно-Киняминского месторождения

При пиролизе образца керна Южного месторождения с увеличением температуры увеличивается пористость и проницаемость. Другое поведение наблюдается при пиролизе образца керна Южно-Киняминского месторождения – при увеличении температуры увеличивается пористость и уменьшается проницаемость. Проницаемость зависит от формы кривой давления, полученной в результате измерения по методу GRI, и пористости. Для образца Южно-Киняминского месторождения форма кривой давления соответствует образцу с более низкой проницаемостью, однако так как пористость значительно увеличивается, то и проницаемость тоже увеличивается.

Сравнив эффективность ступенчатого нагрева и нагрева в одну стадию, можно сделать вывод, что показатели коллекторских свойств получаются выше при ступенчатом нагреве.

Заключение. Известно, что результаты по изучению влияния температуры на поведение проницаемости достаточно противоречивы в виду различных лабораторных систем, используемых учеными [1,7]. Экспериментальные исследования с целью уточнения модели по учету влияния высоких температур на коллекторские свойства сланцевых пород показали, что нагревание низкопроницаемой породы до 350 °С способствует увеличению проницаемости и пористости.

Литература

1. Ashrafi M. Experimental Investigation of Temperature Dependency of Relative Permeability Data in Heavy Oil Systems with Applications to Thermal Recovery: Thesis for the degree of Philosophiae Doctor. – Trondheim, 2013. – 156 p.
2. Bordenave M.L. Applied Petroleum Geochemistry. – Editions Technip, 1993. – 524 p.
3. Cui X.A., Bustin M.M., Bustin R.M. Measurements of gas permeability and diffusivity of tight reservoir rocks: Different approaches and their applications // Geofluids. – 2009. – Vol. 9. – pp. 208 – 223.
4. Development of Laboratory and Petrophysical Techniques for Evaluating Shale Reservoirs: Final Technical Report. – Gas Research Institute (GRI), 1996. – 286 p.
5. Maaten B., Loo L., Konist A., Nesumajev D., Pihu T., Külaots I. Decomposition kinetics of American, Chinese and Estonian oil shales kerogen // Oil Shale. – 2016. – Vol. 33 (2). – pp. 167 – 183.
6. Gorlov E.G. Thermal dissolution of solid fossil fuels // Solid Fuel Chemistry. – 2007. – Vol. 41 (5). – pp. 290 – 298.
7. Kibodeaux K.R. Evolution of porosity, permeability, and fluid saturations during thermal conversion of oil shale // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 27 – 29 October, Amsterdam, The Netherlands. – Society of Petroleum Engineers, 2014. – Vol. 3. – pp. 2135 – 2156.
8. Lin C.L., Miller J.D. Pore Scale Analysis of Oil Shale/Sands Pyrolysis // Oil and Natural Gas Technology: Topical Report. – Salt Lake City, 2011. – 44 p.

**ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ ЗА РАЗРАБОТКОЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.
МЕТОД СПЕКТРАЛЬНОЙ ШУМОМЕТРИИ. ПРИБОР SNL-HD**

Д.А. Шишканов

Научный руководитель старший преподаватель О.П. Кочеткова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время большинство нефтяных и газовых месторождений разрабатываются с применением технологий, созданных много лет назад, которые уже не отвечают требованиям энергоэффективности современного этапа развития мировой нефтегазовой промышленности. На сегодняшний день, доля легко извлекаемых запасов нефти и газа сокращается, что приводит к росту затрат на разработку месторождений. Поэтому, в нефтяной и газовой промышленности появилась необходимость внедрения новых наукоёмких технологий промыслово-геофизических исследований, которые повысят коэффициент извлечения нефти, при этом сократив затраты на разработку и эксплуатацию нефтяных и газовых месторождений. В решении этих задач помогает технология скважинной шумометрии, обеспечивая комплексный подход к решению таких вопросов как определение интервалов активной работы пласта, сквозных нарушений в конструкции скважин, определение интервалов заколонных циркуляций и оптимального давления нагнетания.

Спектральная (акустическая) скважинная шумометрия относится к методам геофизических исследований эксплуатационных нефтяных и газовых скважин, применяемым для анализа технического состояния скважины, выявления отдающих и принимающих интервалов пласта, определения гидродинамических параметров пластов.

Основой технологии пассивной шумометрии является регистрация во временной области акустических сигналов, создаваемых:

- фильтрацией флюида по пласту,
- течением жидкости и газа по трещинам в цементном камне за обсадной колонной,
- утечками жидкости сквозь дефекты в конструкции скважины,
- потоками жидкости и газа внутри скважины.

Последующий анализ данных спектральной шумометрии во временной и частотной областях обеспечивает комплексный подход в определении интервалов негерметичности обсадной колонны и насосно-компрессорной трубы, выявление интервалов фильтрации флюида [1].

Прибор SNL-HD

Использование широкополосного спектрального скважинного шумомера SNL-HD позволяет определять оптимальное давление нагнетания и активные интервалы пласта (где происходит фильтрация флюидов) по данным акустических шумов, вызванных фильтрацией флюида в пласте.

Суть прибора в том, что движение жидкости и газа по пласту, а также элементов конструкции скважины генерирует шум. Интенсивность шума растет с увеличением линейной скорости потока жидкости/газа. Однако спектральный состав шума зависит не от типа или скорости потока, а только от типа среды, в которой движется жидкость или газ.

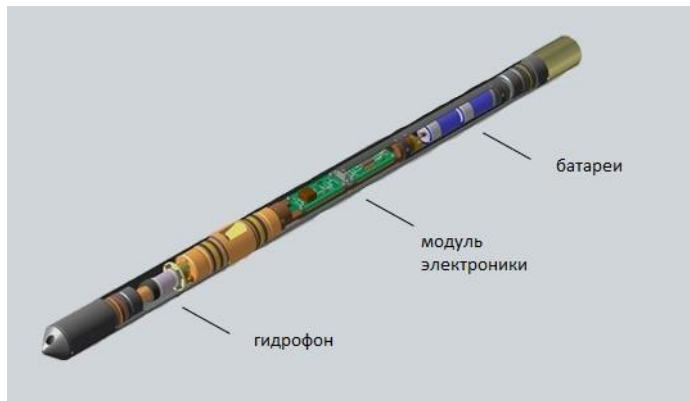


Рис.1 Схема прибора SNL-HD

Акустический шум регистрируется высокочувствительным гидрофоном, установленным в заполненной маслом камере. Затем данные гидрофона проходят через высококачественный сверхбесшумный усилитель и преобразуются в цифровой поток двоичных разрядов для последующей цифровой обработки. Высокочастотные аналого-цифровые преобразователи, использованные в составе прибора, обеспечивают регистрацию акустических сигналов в диапазоне частот от 8 Гц до 60 кГц [3]. При этом во внутреннюю память данные записываются в исходной временной форме. После считывания данных с прибора (на поверхности) производится их анализ в частотной и временной области. Цифровая обработка данных шумометрии включает в себя быстрое преобразование Фурье

для оценки спектрального состава сигналов (рисунок 1).

Питание всех электронных компонентов прибора осуществляется специальным блоком батарей, расположенным в корпусе прибора. Питание от блока батарей рассчитано на 72 ч непрерывной работы прибора.

Анализ акустического шума, зарегистрированного в широком диапазоне частот, позволяет определить, например, зоны активной работы коллектора, места негерметичности обсадной колонны и НКТ, работающие зоны перфорации, заколонные перетоки по цементному камню, а также потоки в породе и по трещинам.

Прибор спектральной шумомера обладает расширенным динамическим диапазоном в 90 дБ, что позволяет регистрировать очень тихие шумы. При этом прибор SNL-HD не теряет возможность регистрировать данные даже при наличии чрезвычайно интенсивных шумов, связанных, например, с движением турбулентного потока жидкости по стволу скважины. Этого удалось добиться за счет использования современных высококачественных электронных компонентов и специализированных фильтров [2].

Нижеприведенный пример показывает, каким образом исследование спектральной шумометрии выделяет активные участки движения жидкости в заколонном пространстве эксплуатационной колонны. Высокоинтенсивный шум показан красным цветом, а слабоинтенсивный шум – синим (рисунок 2).

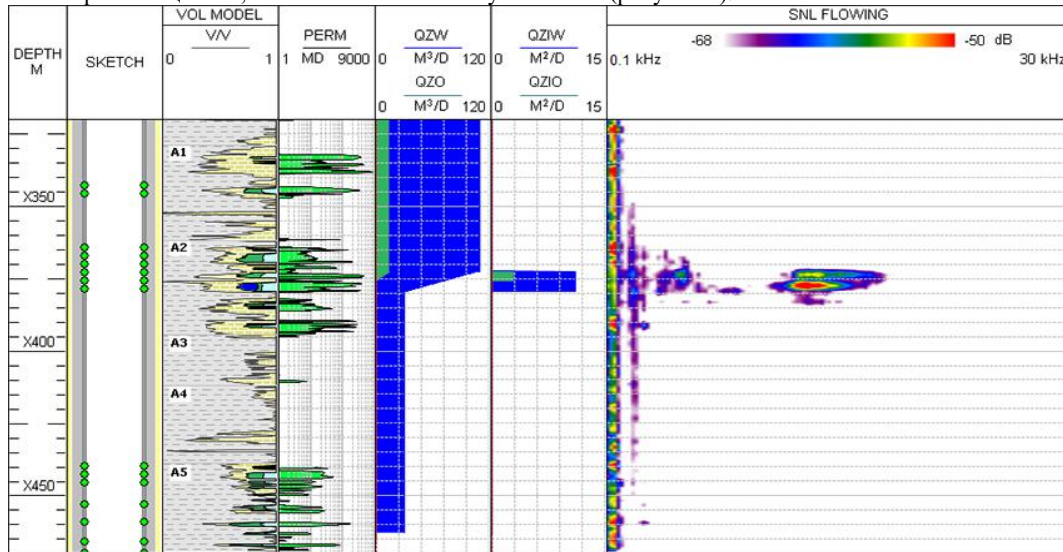


Рис.2 Пример исследования SNL-HD

В левой части панели можно увидеть отчётливый шум движения жидкости в стволе скважины, начинающийся ниже забоя и продолжающийся до поверхности. Вертикальной полосой, проходящей через все интервалы перфорации, показан заколонный переток. Расходомеру не удалось зафиксировать небольшой приток из верхних перфораций, который наблюдается в виде верхней части заколонного перетока на панели спектральной шумометрии.

Движение жидкости в пласте через верхние перфорации образует три полосы шума, согласующиеся с полосами проницаемости по данным открытого ствола. Эти полосы имеют две отличительные составляющие: Низкочастотную – справа от заколонного шума и высокочастотную – в середине панели. Низкочастотная составляющая была вызвана потоком жидкости по трещине, а высокочастотная – движением по матрице.

В этом конкретном случае данные исследования спектральной шумометрии хорошо коррелируют с профилем расходомерии и дополняют его анализом заколонного движения жидкости. Во многих других практических случаях исследование спектральной шумометрии выявляет шум по неперфорированным зонам пласта, который распространяется вверх/вниз к перфорациям, что является очень важной информацией для инженеров-разработчиков и петрофизиков.

Таким образом, современные методы контроля за разработкой месторождений вместе с большим развитием технологий нефтегазовой промышленности показывают высокую эффективность для получения и правильную интерпретацию информации, характеризующей реально протекающие процессы разработки залежи с конкретизацией во времени и пространстве данных, включающих в себя особенности фильтрации различных флюидов и сопровождающих их физико-химических процессов в пласте и скважинах.

Литература

1. Асланян А.М., Волков М.В., Сорока С.В., Арбузов А.А., Нургалиев Д.К., Гришин Д.В., Никитин Р.С., Малев А.Н., Минахметова Р.Н. Выявление негерметичности муфтовых соединений насоснокомпрессорных труб, обсадных и технических колонн для скважин ПХГ в соляных кавернах методом спектральной шумометрии. Георесурсы. 2016. Т. 18. № 3. Ч. 1. С. 186-190. DOI: 10.18599/grs.18.3.7
2. Асланян А.М., Асланян И.Ю., Кантюков Р.Р., Минахметова Р.Н., Никитин Р.С., Нургалиев Д.К., Сорока С.В. Скважинная шумометрия как энергосберегающая инновационная технология. Нефтегазовое дело. 2016. Т. 14. №2. С. 8-12.
3. Maslennikova, Y. S., Bochkarev, V. V., Savinkov, A. V., & Davydov, D. A. (2012, January 1). Spectral Noise Logging Data Processing Technology (Russian). Society of Petroleum Engineers. Vol. 4, P. 2305-2325. Doi:10.2118/162081-RU.

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДА ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ С ПОМОЩЬЮ
КОМПОЗИЦИИ ЩЕЛОЧЬ-ПОЛИМЕР-ПАВ**

Е.О. Шишкина

Научный руководитель доцент И.С. Хомяков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время нефть является одним из основных мировых ресурсов, а в нашей стране занимает в топливно-энергетическом балансе основное место. Для повышения экономической составляющей разработки месторождений и снижения капитальных вложений весь срок разработки подразделяют на три этапа: первый этап используется в рамках максимально естественной энергией пласта для добычи нефти, второй этап реализуется за счет поддержания пластового давления путем закачки воды или газа, и наконец-то третий этап – это этап повышения эффективности разработки месторождений, когда применяются методы увеличения нефтеотдачи (МУН).

В современном этапе нефтяной промышленности без применения методов интенсификации добычи из пласта добывается около 20% нефти, а при применении вторичных методов добычи нефти коэффициент извлечения нефти едва достигает 40%. Также большинство месторождений вступает в позднюю стадию разработки, которая характеризуется интенсивным снижением добычи нефти и значительным ростом обводненности, а также неблагоприятными характеристиками запасов нефти в залежах, вновь вводимых в разработку.

Основные критерии, которые встречаются повсеместно в Российской Федерации, позволяющие считать трудноизвлекаемыми следующие запасы:

- в низкопроницаемых коллекторах - до 20 мД;
- в пластах с вязкой нефтью - свыше 30 сП в пластовых условиях;
- контактных зон нефть–пластовая вода, нефть-газовая шапка;
- выработанных зон (обводненных) - больше 80 %;
- в пластах, залегающих на больших глубинах, - свыше 4500 м [1].

Следовательно, актуальным является решение задачи применения новых технологий нефтедобычи, позволяющих значительно увеличить нефтеотдачу уже разрабатываемых пластов, на которых традиционными методами извлечь значительные остаточные запасы нефти уже невозможно, для данных целей активно используют третичные методы повышения нефтеотдачи, а именно химические методы.

Одним из химических методов интенсификации добычи нефти увеличения коэффициента извлечения нефти является ASP технология (AlkalineSurfactantPolymerflood - щелочь, ПАВ, полимер). В основе данного метода лежит идея закачки в пласт смеси, состоящей из анионного поверхностно-активного вещества, соды и полимера. Роль ПАВ в таких растворах заключается в том, что ПАВ используется для уменьшения поверхностного натяжения на границе «нефть» - «вода», облегчения проходимости и подвижности нефти и увеличения ее вытеснения водой.

Все ПАВ делятся на четыре группы:

- анионные ПАВ (диссоциируют в воде с образованием амфифильного аниона и какого-либо катиона);
- катионные ПАВ (диссоциируют в воде с образованием амфифильного катиона и какого-либо аниона);
- неионогенные ПАВ (не диссоциируют в водных растворах)
- амфотерные или цвиттерсионные ПАВ (в зависимости от pH среды могут проявлять свойства как анионных, так и катионных ПАВ).

При использовании химических методов интенсификации и использовании водных растворов предпочтительным является использование анионных ПАВ [2]. Обусловлено это низкой стоимостью анионных ПАВ, низкими значениями адсорбции на породе при использовании растворов с pH > 8,5.

Развитие технологий ASP заводнения в последние годы получили особое развитие. Механизм вытеснения нефти из пластов с помощью технологии ASP заводнения, представлен на рисунке и является комбинацией отдельных процессов полимерного, щелочного и ПАВ заводнения.

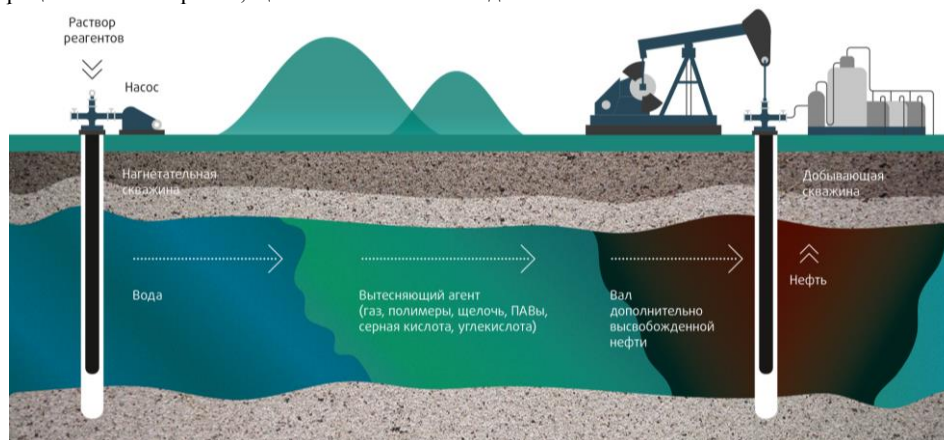


Рис. Традиционное заводнение технологией ASP

Процесс заключается в следующем: уменьшение поверхностного натяжения вследствие образования ПАВ за счет реакции щелочи и кислотных компонентов нефти в пласте; применение синтетических ПАВ и уменьшение

поверхностного натяжения до сверхнизких значений; использование щелочи в составе раствора позволяет снизить потери химических реагентов (ПАВ и полимер) за счет уменьшения адсорбции щелочью; уменьшение соотношения подвижности вытесняющего агента и нефти, увеличение коэффициента охвата пласта [3].

Типичный процесс ASP заводнения включает в себя несколько этапов. Предварительная промывка иногда используется с применением раствора солей для изменения солёности и других свойств горных пород и флюида. Первая оторочка вытесняющего агента представляет собой комбинацию щелочи и ПАВ, которая уменьшает поверхностное натяжение и изменяет смачиваемость породы. Совместное воздействие ПАВ и щелочи аккумулирует нефть, захваченную в пласте после заводнения.

Оторочка полимера увеличивает отношение подвижности нефти и закаченного раствора. Полимер повышает количество закачиваемой жидкости и увеличивает контактный объем резервуара и коэффициент охвата нефти. Следующим этапом является оторочка пресной воды, которая оптимизирует процесс восстановления химических реагентов [4].

Основные вызовы и ограничения технологии АСП следующие:

- сравнительно высокие эксплуатационные затраты из-за стоимости химических реагентов, к примеру, ПАВ (100% активного вещества) – 3-5\$/кг, а растворитель (например, изобутанол) – 1-1.5\$/кг, полимер – 4-6\$/кг и кальцинированная сода – 0.15-0.25\$/кг, стоимость химических реагентов в растворе АСП – 50-80\$/м³;

- потери химических реагентов, понижающие эффективность процесса: удержание в коллекторе (адсорбция на глинах, потери ПАВ в нефти), потеря химического раствора при закачке в непродуктивные зоны, хроматографическая сепарация компонентов раствора АСП, снижение активности раствора при взаимодействии с флюидами коллектора;

- понижение приемистости нагнетательных скважин при закачке химраствора вызванное: закачкой более вязкого раствора полимера, солеобразования при реагировании химических реагентов с водой и породой коллектора, образование вязких водонефтяных эмульсий в коллекторе, закупоривание породы призабойной зоны скважины полимером;

- эксплуатация оборудования при заводнении АСП более сложная по сравнению с традиционным заводнением: более сложный процесс подготовки нефти при добыче стойких эмульсий, жесткие требования по подготовке закачиваемого раствора: водоподготовка и дозировка химреагентов, проблема утилизации, добытой жидкости, содержащей химические реагенты, могут также возникнуть логистические ограничения в связи с доставкой большого количества веществ на месторождения с неподходящей инфраструктурой [5].

На сегодняшний день не существует уникального метода увеличения нефтеотдачи, который можно было бы применять на всех месторождениях, которые отличаются друг от друга коллекторскими, физико-химическими свойствами пласта, т.е. невозможно применять какой-либо один метод воздействия. Следовательно, для каждого месторождения необходимо индивидуально подбирать технологию воздействия для увеличения нефтедобычи. Большое внимание следует обратить на комбинированные методы увеличения нефтеотдачи с использованием поверхностно-активных веществ. Существует еще множество работ, в которых приведены положительные и отрицательные качества ПАВ, возможности их применения и внедрения в технологию повышения нефтеотдачи пласта. Но однозначно можно сделать вывод, что это перспективное направление, требующее качественного изучения как самих ПАВ, так и смешанных растворов с полимерами, солями, кислотами и другими компонентами, способными улучшить их свойства.

Литература

1. Лисовский Н.Н. Ввод в разработку месторождений, залежей, содержащих трудноизвлекаемые запасы нефти // Вестник ЦКР Роснедра. – 2009. – № 6. – С. 30–32.
2. Fink J.K. Oil field chemicals // Oil Field Chemicals. – 2003. – 854 p.
3. Силин М.А. Публичный аналитический доклад по направлению научно-технологического развития «Новые технологии добычи и использования углеводородного сырья» // М.А. Силин. – М.: Национальный институт нефти и газа, 2014. – 452 с.
4. Abass A. Olajire. Review of ASP EOR (alkaline surfactant polymer enhanced oil recovery) technology in the petroleum industry: Prospects and challenges. // Energy. – 2014. – vol. 77. – p. 963–982.
5. Волокитин Я.Е., Шустер М.Ю., Карпан В.М. Методы Увеличения Нефтеотдачи и технология АСП // Rogtec: Russian oil and technologies. – 2015. – 28, Сен.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВЕНТИЛЬНО-РЕАКТИВНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

С.С. Шурпик

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день проблемы энергосбережения и энергоэффективности являются приоритетными во всех отраслях, где потребляется большое количество электроэнергии. Одним из самых приоритетных и перспективных направлений повышения энергоэффективности в нефтегазовом деле является внедрение ЭЦН с вентильными двигателями (ВЭД). Это объясняется тем, что более 60% расхода электроэнергии приходится на механизированный подъем жидкости, а от этой части, уже более 90% энергопотребления идет на работу УЭЦН.

Вентильно-реактивный двигатель (ВРД). Представляет собой синхронную машину с явно выраженными полюсами и управлением от станции питания с частотным управлением. ВРД позволяет управлять частотой вращения и крутящим моментом насосного агрегата аналогично комплекту асинхронный двигатель - ЧРП. Отличительной чертой ВРД от асинхронного двигателя является более высокий КПД во всем диапазоне регулирования частоты 80 – 97 % (у асинхронного двигателя с ЧРП 60%-92%). По сравнению с традиционными синхронными машинами (нет возможности регулирования оборотов) ВРД отличаются более простой конструкцией и аналогичным КПД.

Основным способом экономии энергоресурсов на предприятии является применение оборудования, обладающего необходимыми характеристиками и максимальным КПД во всем диапазоне условий применения.

Применение синхронных двигателей для поддержания пластового давления эффективно при постоянстве добычи с постоянными расходами. При необходимости изменения расходов пластовой воды на насосах с приводом от синхронных машин выполняется регулирование расхода регулирующей задвижкой, что значительно снижает КПД установки.

Таким образом, применение ВРД в качестве привода насоса поддержания пластового давления является наиболее оптимальным.

Особенности конструкции ВРД:

- отсутствие какой-либо обмотки ротора, ротор набран из листов;
- обмотка статора не имеет пересекающихся лобовых частей;
- модульность, как двигателя, так и системы управления;
- использование напряжения 380-570 В;
- простая конструкция электродвигателя.

Основные преимущества ВРД:

- низкая цена по сравнению с аналогичными приводами;
- высокий КПД на всем диапазоне регулирования, КПД выше 2-3% чем у альтернативных систем регулируемого привода при номинальных режимах работы, и значительно превосходит при снижении частоты вращения менее 70%.

- высокая надежность, возможность продолжения работы после выхода одного из полюсов двигателя, а также при неисправности одного из вентильных ключей управления.

- высокая ремонтпригодность, ремонт можно проводить на месте.

- высокая перегрузочная способность, ротор двигателя не греется, а как следствие увеличивается ресурс подшипников.

- высокая глубина регулирования как частоты вращения, так крутящего момента, позволяет автоматизировать систему управления приводами, тем самым повысить эффективность производственного процесс.

- устойчивая работа преобразовательной техники в условиях нестабильности напряжения в питающей сети.

- возможность прямого привода исключения промежуточных механизмов (редукторы)

Отдельно хотелось бы отметить создание на основе ВРД линейного привод штангового насоса.

- Увеличение объема и скорости добычи нефти (от 10 до 30%).

- Полная автоматизация процесса добычи по заданным алгоритмам. Автоматическая подстройка под меняющиеся параметры скважины. Управление параметрами добычи с удаленного доступа.

- Система крепится на устье скважины. Возможность быстрой установки и демонтажа системы с целью переноса на другую скважину. Возможность использования для определения дебета любой скважины.

На рис. 1 показана схема магнитной цепи четырехфазного вентильного электродвигателя с одной парой полюсов на фазу. Ротор машины представляет собой наборный магнитопровод с зубцами для модуляции магнитного потока. Статор содержит явно выраженные полюсные обмотки. Вращающий момент в электродвигателе создается благодаря стремлению магнитной системы ротора принять положение с минимальной энергией. Последовательно намагничивая полюсы создается непрерывное движение ротора.

Количество зубцов ротора выбирается меньшим. Поочередное намагничивание зубцов каждой фазы приводит к повороту вала электродвигателя на 15 град. Исходя из принципа действия ВРД, каждая его фаза может развивать ненулевой вращающий момент в двигательном режиме на интервале от рассогласованного до согласованного положения.

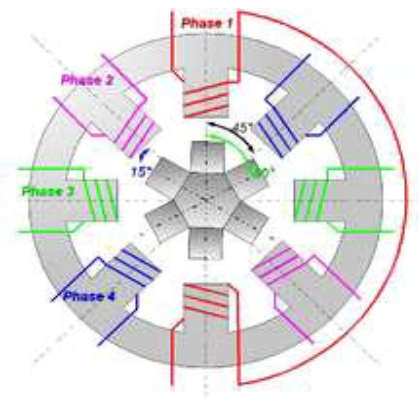


Рис. 1. Четырехфазный вентильный реактивно-индукторный двигатель

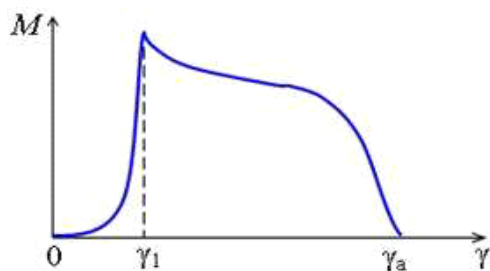


Рис. 2. Кривая мгновенного момента фазы двигателя

На границах моментной зоны момент, развиваемый фазой, принимает нулевое значение. Зависимость момента от угла рассогласования сильно зависит от количества числа фаз и формы зубцов (рис. 2).

Экспериментальные исследования данной зависимости показывают, что максимальный момент фазы развивается на интервале увеличения взаимного перекрытия полюсов статора и ротора. Начальный угол возникновения момента лежит в диапазоне 0-30град, зона максимального момента 80-130град.

Поскольку сила притяжения ферромагнитного якоря в электромагните не зависит от направления тока в катушке, фазы ВРД питаются однополярными импульсами тока, что позволяет выбрать более надежную конфигурацию силовой

схемы в сравнении с преобразователем частоты для асинхронного электропривода. Применение схемы несимметричного моста устраняет принципиальную возможность возникновения сквозных коротких замыканий в плече инвертора, не требует введения так называемого мертвого времени и компенсации его влияния на форму выходного напряжения, характерного для типовой трехфазной мостовой схемы инвертора, формирующего синусоидальные напряжения и токи за счет высокочастотной широтно-импульсной модуляции (ШИМ) интервалов работы силовых ключей. Питание фаз ВРД прямоугольными импульсами напряжения устраняет необходимость в ШИМ, что уменьшает динамические потери в силовых транзисторах, улучшает условия их охлаждения, увеличивает КПД статического преобразователя.

При несущих частотах ШИМ, 500Гц-10кГц, требования к изоляционным материалам существенно повышается, что приводит к удорожанию асинхронных электродвигателей. Это связано с тем, что при переключении транзисторов возникают фронты длительностью менее 5мкс, при воздействии таких переходных процессов, катушки представляют собой распределенную систему. При этом напряжение на катушке, ввиду наличия межвитковой емкости, распределяется неравномерно. Простая конструкция катушек ВРД позволяет выполнить изоляцию более надежной и частично снять вышеуказанные ограничения. Кроме того, в асинхронном электродвигателе с частотным регулированием любое повреждение обмоток (межвитковое замыкание, замыкание на корпус замыкание между фаз и пр.) приводит выходу из строя всего электропривода, в тоже время ВРД позволяет локально исключить поврежденную катушку (фазу) из работы и завершить или не останавливать производственный процесс допустив некоторую потерю мощности. Поэтому повреждение какой-либо одной или нескольких катушек не приводит к полной потере работоспособности привода, как у двигателей постоянного и переменного тока, а только частично снижает его мощность.

Простота конструкции магнитопроводов статора, ротора и катушечных обмоток двигателя, не имеющих пересекающихся лобовых частей, обеспечивает высокую технологичность, повышенные надежность, долговечность и ремонтпригодность (достаточно заменить одну катушку, вышедшую из строя).

Литература

1. Электропривод с вентильно-индукторным двигателем [Электронный ресурс]// <http://mybiblioteka.su>. Информационный сайт. Режим доступа: <http://mybiblioteka.su/3-30730.html>.
2. Оптимизация активной части вентильно-индукторного двигателя [Электронный ресурс]// Cyberleninka. Информационный сайт. – 2006. Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/optimizatsiya-aktivnoy-chasti-ventilno-induktornogo-dvigatelya>.

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ, АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ПРОБЛЕМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОГО ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ И УСТОЙЧИВОЙ РАБОТЫ СИСТЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕПРОМЫСЛОВ

Стрижак П.А., д.ф.-м.н., профессор

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

С увеличением объемов добычи и увеличением масштабов нефтяных и газовых месторождений объемы энергопотребления характеризуются стабильным ростом, несмотря на внедрение энергосберегающих технологий (в частности, [1, 13, 14, 16, 18–22]). Особенностью нефтегазовых промыслов, осложняющей организацию тепло- и электроснабжения, является распределенность объектов на больших площадях. Это приводит к значительным потерям энергоресурсов при их транспортировке, необходимости организации многоуровневой трансформации электроэнергии [18, 20–22].

Решение указанных проблем определяет сегодня основной вектор научных исследований в области электроснабжения объектов нефтегазодобывающей отрасли. Решение проблемы снижения электропотребления, в первую очередь, связано с выбором оптимальных режимов работы электропотребляющего оборудования. Прежде всего, это относится к работе специального оборудования нефтедобычи, работающего на нестандартном напряжении. Примером таких агрегатов являются установки механизированной добычи нефти, включающих в себя погружные насосы. Определение и поддержание оптимального режима работы таких установок и другого оборудования нефтепромыслов позволяет существенно снизить потери электроэнергии [20]. Однако координация и контроль режимов работы объектов, рассредоточенных на большом расстоянии, не возможны без внедрения систем централизованного диспетчерского управления [18, 22].

Для энергообеспечения труднодоступных районов, обладающих большими запасами нефтяных и газовых ресурсов, целесообразно применять автономные источники энергоснабжения (мини-ТЭЦ, в том числе на основе газотурбинных установок). Значительное внимание при исследовании вопросов электроснабжения следует уделять работе магистральных электрических сетей, особенно в условиях, характерных для расположения нефтедобывающих предприятий. При рассмотрении вопросов электроснабжения необходимо выполнять анализ схем выдачи мощности внешним потребителям, детальную проработку режимов работы отдельных видов электроустановок, учитывать схемы электрических соединений распределительных устройств электростанций и подстанций, а также режимы работы электростанций и подстанций в целом.

Другим аспектом энергопотребления на объектах нефтепромыслов является потребление тепловой энергии в технологических процессах подогрева нефти. Необходимость нагревания нефтепродуктов обусловлена ее теплофизическими свойствами, в частности, увеличением вязкости при снижении температуры (эффект связан с высокой температурой кристаллизации парафина). Эта сфера энергопотребления является одной из основных: объем электропотребления в системах обогрева может достигать 50 %. В этом случае при невозможности обеспечения альтернативного способа обогрева (например, с использованием поверхностных теплообменников) при прогнозировании электропотребления следует учитывать электрические нагрузки на нужды электрообогрева (с учетом роста объемов нагреваемого сырья) [22]. С другой стороны, энергоэффективность процессов нагрева нефтепродуктов в значительной степени определяется качеством работы систем автоматического регулирования технологических процессов, а также показателями работы измерительных каналов температуры в составе указанных систем [17].

Так как потребление теплоты на промышленных объектах может достигать значительных показателей, то с учетом роста цен на энергоносители и в условиях снижения запасов нефти и газа, целесообразно рассматривать альтернативные виды энергоносителей [10, 11]. В пользу поиска других видов топлива свидетельствует в числе прочего ряд недостатков угля, в числе которых большие концентрации антропогенных выбросов, значительное количество отходов обогащения, а также трудность его транспортировки [2, 6, 7, 12]. В этих условиях перспективными объектами исследования являются водоугольные (ВУТ) [8, 9, 15] и орagnоводоугольные (ОВУТ) топлива [3–5, 11]. Лабораторные и натурные исследования процессов сжигания ОВУТ на основе отходов угле- и нефтепереработки, процессов горения гелеобразных топлив с использованием новейших методов исследований, предполагающих применение методов высокоскоростной видеорегистрации, панорамных оптических методов трассерной визуализации «Particle Image Velocimetry», «Particle Tracking Velocimetry», «Stereo Particle Image Velocimetry», «Interferometric Particle Imaging», «Shadow Photography», «Planar Laser Induced Fluorescence», позволяют определить условия применения таких энергоносителей в различных условиях.

В контексте энергообеспечения и безопасности промышленных производств важным вопросом также является тема пожаротушения. Разработка вопросов, связанных с проблемой локализации возгораний бореального массива, позволит определить новые подходы в области пожаротушения. Многофакторные экспериментальные исследования позволяют не только устанавливать эффективные значения теплофизических свойств лесных горючих материалов, но и развивать существующие прогностические модели разложения и подавления реакции термического разложения типичных лесных горючих материалов в условиях подачи воды, эмульсий и суспензий на ее основе.

В заключении следует отметить, что вопросы энергоснабжения и обеспечения безопасности технологических процессов добычи, транспортировки и обработки нефти, обеспечение нормативных параметров нефтепродуктов на всех этапах переработки является одним из важнейших аспектов развития нефтепромыслов, в условиях постоянно меняющихся внешних и внутренних факторов, роста производства сырья, а также необходимости снижения энергопотребления промышленных объектов.

Литература

1. BP Statistical Review of World Energy. 2015. <http://www.bp.com>.
2. Baranova M.P., Kulagina T.A. and Lebedev S.V. Combustion of water and coal suspension fuels of low-metamorphized coals // Chemical and Petroleum Engineering. – 2009. – V. 45 (9-10). – P. 554-557.
3. Glushkov D.O., Lyrschchikov S.Yu., Shevyrev S.A., Strizhak P.A. Burning Properties of Slurry Based on Coal and Oil Processing Waste // Energy Fuels, 2016, 30 (4), pp 3441–3450.
4. Glushkov D.O., Strizhak P.A., Vershinina K.Yu. Minimum temperatures for sustainable ignition of coal water slurry containing petrochemicals // Applied Thermal Engineering. 2016. V. 96. P. 534–546.
5. Glushkov D.O., Syrodoy S.V., Zakharevich A.V., Strizhak P.A. Ignition of promising coal-water slurry containing petrochemicals: Analysis of key aspects // Fuel Processing Technology. 2016. V. 148. P. 224–235
6. Hezhong Tian, Yan Wang, Zhigang Xue, Yiping Qu, Fahe Chai, Jiming Hao, Atmospheric emissions estimation of Hg, As, and Se from coal-fired power plants in China // Science of The Total Environment. – 2011. – V. 409. – I. 16. – P. 3078-3081.
7. Hu Y., Naito S., Kobayashi N., Hasatani M. CO₂, NO_x and SO₂ emissions from the combustion of coal with high oxygen concentration gases // Fuel. – 2000. – V. 79. – P. 1925–1932.
8. Hui Wang, Xiumin Jiang, Minxiao Zhang, Yufeng Ma, Hui Liu, Shaohua Wu, A new fluidization-suspension combustion technology for coal water slurry // Chemical Engineering and Processing: Process Intensification. – 2010. – V. 49. – I. 10. – P. 1017-1024.
9. Jianguo Liu, Xiumin Jiang, Lingsheng Zhou, Hui Wang, Xiangxin Han. Co-firing of oil sludge with coal–water slurry in an industrial internal circulating fluidized bed boiler // Journal of Hazardous Materials. – 2009. – V. 167. – P. 817–823.
10. Kontorovich AE, Epov MI, Eder LV. Long-term and medium-term scenarios and factors in world energy perspectives for the 21st century, Russian Geology and Geophysics. 2014;55(5-6):534–43.
11. Lior N. Energy resources and use: The present situation and possible paths to the future. Energy 2008;33(6):842–57.
12. Sarath K. Guttikunda, Puja Jawahar, Atmospheric emissions and pollution from the coal-fired thermal power plants in India // Atmospheric Environment. – 2014. – V. 92. – P. 449-460.
13. Tripathi V.S., Brandt A.R. Estimating decades-long trends in petroleum field energy return on investment (EROI) with an engineering-based model // PLoS ONE, 2017. – Vol. 12, Is. 2. – pp. 1–27.
14. Wang J., O'Donnell J., Brandt A.R. Potential solar energy use in the global petroleum sector // Energy, 2017. – Vol. 118. – pp. 884–893.
15. Wenying Chen, Ruina Xu, Clean coal technology development in China // Energy Policy. – 2010. – V. 38. – No. 5. – P. 2123-2130.
16. Zhang H., Liang Y., Zhou X., Yan X., Qian C., Liao Q. Sensitivity analysis and optimal operation control for large-scale waterflooding pipeline network of oilfield // Journal of Petroleum Science and Engineering, 2017. – Vol. 154. – pp. 38–49.
17. Атрошенко Ю.К., Стрижак П.А. О влиянии защитной гильзы на погрешность измерения температуры термоэлектрическими преобразователями // Энергетик. – 2015. – № 10. – С. 52–55.
18. Ершов М.С., Егоров А.В., Малиновская Г.Н., Трифонов А.А. Диспетчерское управление системами электроснабжения распределенных объектов нефтяной и газовой промышленности // Труды Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина. – 2014. – № 3 (276). – С. 126–145.
19. Леушева Е.В., Моренов В.А. Энергообеспечение производственных объектов в условиях севера при кустовом строительстве скважин // Территория нефтегаз. – 2015. – № 5. – С. 92–95.
20. Мукани Э.Б. Режимы работы систем электроснабжения объектов нефтегазовых месторождений. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности 05.09.63. – Москва, 2011. – 165 с.
21. Устинов Д.А., Турышева А.В. Обоснование рациональной схемы электроснабжения машин и комплексов нефтегазодобывающих предприятий // Записки горного института. – 2011. – № 192. – С. 224–227.
22. Фрайштетер В.П., Кудряшов Р.А. Электрические нагрузки и электропотребление систем электрообогрева трубопроводов на нефтяных промыслах северных районов Сибири // Промышленный обогрев и электроотопление. – 2014. – № 3-4. – С. 42–53.

**АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ РАБОТОЙ ПОДОГРЕВАТЕЛЯ В БЛОКЕ
НАГРЕВА СЫРЬЯ СИСТЕМЫ СЛИВА НЕФТЕПРОДУКТОВ**

Н.С. Айкина, Е.А. Андрианова

Научный руководитель – к.т.н., старший преподаватель Ю.К. Атрошенко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Процедура слива (налива) нефтепродуктов является одной из самых трудоемких и сложных составляющих технологического процесса транспорта вязких нефтепродуктов. Как правило, такие операции характеризуются существенными энергетическими и материальными затратами, в значительной степени обусловленными длительным простоем транспортных емкостей, находящихся в процессе разгрузки (загрузки).

Слив (налив) вязких нефтепродуктов таких как мазут, масла, тяжелые нефти, битум требует обязательного предварительного нагрева транспортируемых технологических сред. Этот процесс выполняется с помощью специального оборудования, составляющего блок нагрева сырья, или вспомогательного оборудования, которым оснащаются средства транспорта.

Качество осуществления нагревания нефтепродуктов определяет ряд технико-экономических показателей работы систем транспортировки нефти. Например, недогрев может приводить к увеличению сроков разгрузки/загрузки систем транспорта, неполному сливу нефтепродуктов, остатки которых подлежат утилизации или реализации в качестве некондиционной продукции. Кроме того, накопленные отложения нефтепродуктов на внутренних поверхностях транспортных средств приводит к снижению показателей качества транспортируемых нефтепродуктов, а также в ряде случаев снижает вместимость емкостей. Эти факторы могут в значительной степени снижать экономическую эффективность технологических процессов. Нагрев нефти свыше установленных значений может приводить к ухудшению качества нефтепродуктов, и, в некоторых случаях, к возгоранию [4].

Для обеспечения качественного процесса нагревания подогреватели оснащаются системами автоматизированного управления, выполняющими постоянный контроль температуры технологической среды и, при необходимости, коррекцию интенсивности нагревания. Схема нагревания нефтепродуктов в системе слива нефти показана на рис. 1 [3].

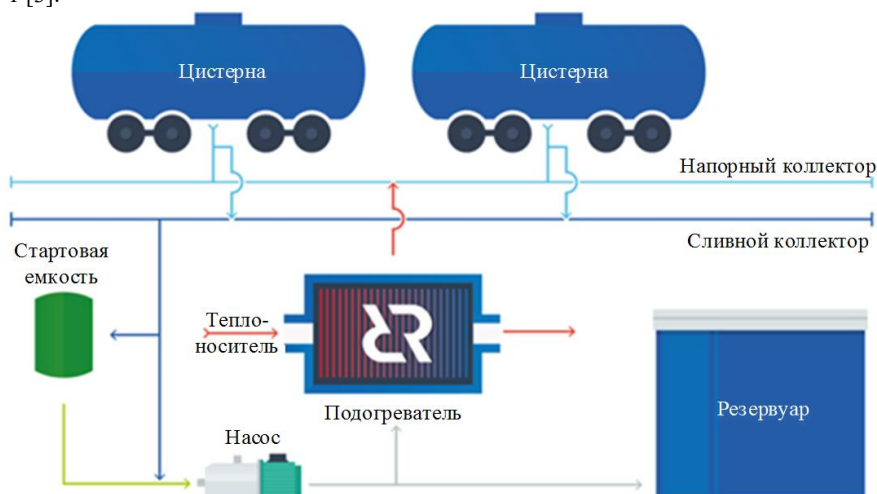


Рис. 1. Схема нагревания нефтепродуктов в системе слива

В составе блоков нагрева сырья в установках нижнего слива нефти, как правило, используются пластинчатые теплообменники. Теплообменники используются в качестве подогревателей сливаемого продукта при предварительном нагреве перед подачей сырья в напорный коллектор (рис. 1). Использование такой схемы позволяет обеспечить полный слив нефтепродуктов благодаря предотвращению кристаллизации парафина, входящего в состав нефти [2].

Автоматическое регулирование температуры нефти осуществляется путем изменения расхода теплоносителя, например, водогликолевой смеси. Принципиальная схема системы регулирования температуры нефти аналогична описанной в работе [2].

Структура системы регулирования показана на рис. 2. Видно, что система имеет трехуровневую структуру. Нижний (полевой) уровень состоит из первичных средств автоматизации.

Нижний уровень выполняет следующие функции:

- измерение параметров технологического процесса и оборудования и преобразования;
- сбор и передачу информации о ходе технологического процесса и состоянии технологического оборудования на верхний уровень посредством оборудования среднего уровня.

Средний уровень представлен коммуникационными интерфейсами для получения информации от нижнего (полевого) уровня и ее передачи на верхний (информационно-вычислительный) уровень.

Верхний уровень состоит из компьютеров и сервера базы данных, объединенных в локальную сеть Ethernet, а также коммуникационного контроллера, который играет роль концентратора.

При выборе средств измерения температуры следует учитывать измеряемую температуру и условия теплообмена среды (нефтепродуктов) с поверхностью защитного чехла термопреобразователя. Первичный термопреобразователь температуры определяет качество измерения всей измерительной системы и, как следствие, основные характеристики процесса регулирования – время и ошибку регулирования [1, 2].

Поэтому для реализации таких систем рекомендуется применять малоинерционные интеллектуальные датчики температуры – термоэлектрические преобразователи или преобразователи сопротивления.

Важной особенностью эксплуатации погружных датчиков температуры является учет способа монтажа датчика при настройке АСР.

Информация от датчиков полевого уровня поступает на средний уровень управления к локальному контроллеру (ПЛК).

Он выполняет следующие функции:

- сбор, первичную обработку и хранение информации о состоянии оборудования и параметрах технологического процесса;
- автоматическое логическое управление и регулирование; исполнение команд с пункта управления;
- обмен информацией с пунктами управления.

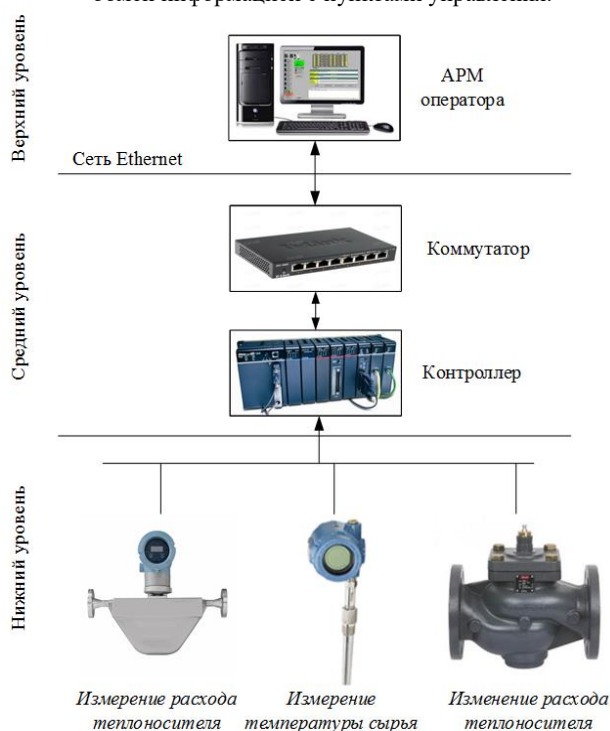


Рис. 2. Структурная схема системы регулирования нагрева нефтепродуктов

Информация от локального контроллера направляется в сеть диспетчерского пункта через коммуникационный контроллер верхнего уровня, который реализует следующие функции:

- сбор данных от локальных контроллеров;
- обработка данных, в том числе масштабирование сигналов;
- поддержание единого времени в системе;
- синхронизация работы подсистем;
- организация архивов по выбранным параметрам;
- обмен информацией между локальными контроллерами и верхним уровнем.

БС включает несколько станций управления, представляющих собой АРМ диспетчера/оператора. Также здесь установлен сервер базы данных. Компьютерные экраны диспетчера предназначены для отображения хода технологического процесса и оперативного управления.

Все аппаратные средства системы управления объединены между собой каналами связи. На нижнем уровне контроллер взаимодействует с датчиками и исполнительными устройствами. Связь между локальным контроллером и контроллером верхнего уровня осуществляется на базе сети Ethernet.

Связь автоматизированных рабочих мест оперативного персонала между собой, а также с контроллером верхнего уровня осуществляется посредством сети Ethernet.

Применение описанной системы позволяет максимально сократить время слива вязких нефтепродуктов из цистерн, а также увеличить степень опорожнения хранилищ за счет минимизации остатков сырья на внутренних стенках. Описанная система предназначена для регулирования процесса нагрева нефти в поверхностных теплообменниках, исключая контакт теплоносителя с нагреваемым сырьем, которые получили широкое распространение при работе с нефтепродуктами, обводнение которых недопустимо.

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта РФФИ (проект № 18-38-00028).

Литература

1. Атрошенко Ю.К., Стрижак П.А. О влиянии защитной гильзы на погрешность измерения температуры термоэлектрическими преобразователями // Энергетик. – 2015. – № 10. – С. 52–55.
2. Бойкова Т.С. Показатель тепловой инерции термпар в системах регулирования температуры установок подогрева нефти // Труды XXI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 130-летию со дня рождения М.И. Кучина «Проблемы геологии и освоения недр». – Томск, 2017. – Т. 2. – С. 173–175.
3. Сферы применения теплообменников «Ридан» [Электронный ресурс] // ООО «Ридан». URL: <http://www.ridan.ru/primeneniye-2/solutions/neftegazovaya-promyshlennost> (дата обращения: 18.12.2017).
4. Хасанов М.Р. Повышение эффективности транспорта и хранения вязких нефтепродуктов на основе применения электроподогрева. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности 25.00.19. – Уфа, 2004. – 123 с.

ВЛИЯНИЕ ОРЕБРЕНИЯ НА ТЕПЛОВУЮ ХАРАКТЕРИСТИКУ ТЕПЛООБМЕННИКА

К.А. Акулов

Научный руководитель – профессор Ю.Д. Земенков
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Согласно «Энергетической стратегии России на период до 2030 года» (утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009г. №1715-р) предприятиям нефтяной и газовой промышленности предписывается повышать энергоэффективность используемого оборудования. Одним из самых распространённых аппаратов на производстве являются кожухотрубные теплообменники. Предлагается усовершенствовать такие теплообменники с помощью оребрения теплообменных труб. Так как течение теплоносителя в кожуховом пространстве имеет сложную траекторию и поворачивается при входе и выходе из теплообменника, использование поперечного и продольного оребрения нецелесообразно, по причине их ориентированности лишь на одно направление потока. Петельно-проволочное оребрение нуждается в приварке рёбер к несущей трубе и имеет низкую площадь оребрения. Поэтому, среди всех типов оребрения, выбор был сделан в пользу игольчатого. Игольчатооребрённые трубы возможно изготавливать так же как поперечно-навивные теплообменные трубы, предварительно сделав разрезы на навиваемой на несущую трубу ленте.

Были изготовлены и исследованы гладкотрубный и игольчатооребрённый кожухотрубные теплообменники. Теплообменники однетрубные, типа «труба в трубе». Горячий теплоноситель протекает в теплообменной трубе, а холодный в кожуховом пространстве (рис. 1). В качестве горячего теплоносителя использовалась горячая вода, а в качестве холодного атмосферный воздух. Во время эксперимента измерялся расход теплоносителя, а так же, его температуры на входе и выходе в аппарат. Температурные поля теплообменников при различных режимах эксперимента фиксировались тепловизором.



Рис. 1 Гладкотрубный и игольчатооребрённый экспериментальные теплообменники.

После проведения измерений высчитывалась средняя температура в аппарате и по этому значению в справочнике определялась теплоёмкость теплоносителя. Далее вычислялась тепловая мощность по формуле:

$$Q = G \cdot C_p \cdot (t_1 - t_2), \text{ Вт} \quad (1)$$

где G – расход теплоносителя, кг/с; C_p – теплоёмкость теплоносителя, $\frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot ^\circ\text{C}}$; t_1 – температура теплоносителя на входе в теплообменник, $^\circ\text{C}$; t_2 – температура теплоносителя на выходе из теплообменника, $^\circ\text{C}$.

Полученные значения аппроксимировались в виде графиков зависимости тепловой мощности теплообменника от расхода теплоносителя (рис. 2.). На графиках видно, что прирост тепловой мощности при переходе с гладкой трубы на оребренную составляет 9% при минимальном расходе и 32% при максимальном. Это указывает на то, что такого рода теплообменники будут наиболее эффективны при высоком расходе, а при его падении, эффективность перехода на игольчатое оребрение падает. Немаловажным фактором является и то, что прирост тепловой мощности происходит с ускорением. Так как промышленные кожухотрубные теплообменники имеют расход в несколько раз больше, чем был в эксперименте, то можно предположить, что и эффективность таких

аппаратов будет гораздо выше. Таким образом, подтвердилась гипотеза о том, что игольчатое оребрение всегда даёт прирост тепловой мощности теплообменным аппаратам и является более предпочтительным чем гладкие теплообменные трубы.

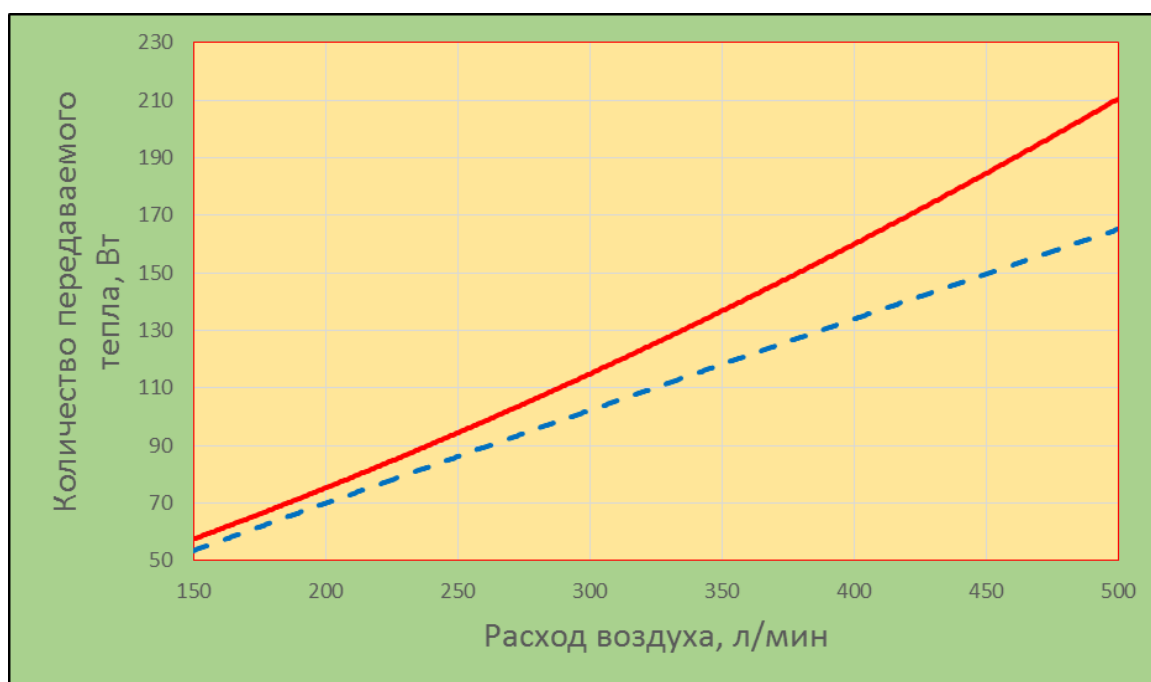


Рис. 2 Тепловая мощность исследованных теплообменников. Сплошная линия – с оребрением, пунктирная – без

Литература

1. Акулов К.А., Матанцев П.А. Эксплуатация и ремонт аппаратов воздушного охлаждения // В сборнике: Новые технологии - нефтегазовому региону Материалы Всероссийской научно-практической конференции. 2011. С. 45-49.
2. Акулов К.А., Голик В.В. Совершенствование аппаратов воздушного охлаждения применением игольчатоорёбрённых теплообменных труб // В сборнике: Нефтегазовый терминал сборник научных статей памяти профессора Н. А. Малюшина. Тюмень, 2015. С. 9-15.
3. Акулов К.А., Матанцев П.А., Истомина А.В. Техническое обслуживание и ремонт аппаратов воздушного охлаждения // В сборнике: Нефть и газ Западной Сибири материалы Международной научно-технической конференции, посвященной 55-летию Тюменского государственного нефтегазового университета. Ответственный редактор: О. Ф. Данилов. 2011. С. 5-8.
4. Акулов К.А., Голик В.В., Пономарёва Т.Г. Очистка аппаратов воздушного охлаждения газа // Фундаментальные исследования. 2015. № 12-3. С. 453-456.
5. Акулов К.А. Перспективы развития аппаратов воздушного охлаждения // В сборнике: Проблемы функционирования систем транспорта Материалы Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных. 2012. С. 42-44.
6. Акулов К.А. Игольчатое оребрение теплообменных труб аппаратов воздушного охлаждения газа // В сборнике: Новые технологии - нефтегазовому региону Материалы Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. Под общей редакцией Е.А. Григорьян. 2010. С. 52-54.
7. Акулов К.А. Совершенствование теплообменных труб аппаратов воздушного охлаждения газа // В сборнике: Проблемы эксплуатации систем транспорта 2005. С. 11-12.
8. Akulov K., Golik V., Chekardovsky M., Serebrennikov A. Research of spined heat-exchanging pipes // В сборнике: MATEC Web of Conferences. Т. 73. С. 01027.
9. Акулов К.А. Совершенствование аппаратов воздушного охлаждения применением игольчатоорёбрённых теплообменных труб // В сборнике: Проблемы функционирования систем транспорта Материалы Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных (с международным участием). 2014. С. 38-43.
10. Акулов К.А. Исследование игольчатоорёбрённых теплообменных труб // В сборнике: Нефть и газ Западной Сибири Материалы Международной научно-технической конференции, посвященной 50-летию Тюменского индустриального института. ответственный редактор: О.А. Новоселов. 2013. С. 97-101.

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕРМОПРЕОБРАЗОВАТЕЙ В СИСТЕМАХ КОНТРОЛЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ ОБВОДНЕННОЙ НЕФТИ

Е.А. Андрианова, Ю.Е. Балахнина

Научный руководитель – к.т.н., старший преподаватель Ю.К. Атрошенко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Разработка нефтяных месторождений в течение длительного времени, а также заводнение нефтяных пластов приводит к образованию водонефтяных эмульсий. Обводнение пластов в значительной степени осложняет добычу, транспортировку и подготовку товарного нефтепродукта. При этом с увеличением степени обводненности нефти возрастает интенсивность выпадения осадка, происходит увеличение температуры застывания нефтепродукта, а также увеличение вязкости [7–9]. Кроме того, известно [9], что параметры сырья напрямую влияют на накопление отложений в трубопроводах систем транспортировки нефти. В связи с этим широко распространение получили системы подогрева нефти, позволяющие поддерживать температуру транспортируемых нефтепродуктов в заданных пределах. Это позволяет сохранять вязкость нефти в приемлемом диапазоне. Таким образом, постоянный контроль температуры позволит обеспечить максимальную эффективность и безопасность работы промышленных нефтепроводов и другого оборудования.

Для постоянного измерения значения температуры нефти в трубопроводах применяются термоэлектрические преобразователи и термопреобразователи сопротивления. Для прогностической оценки минимально необходимого времени измерения температуры термопарами для различных значений изменения температуры нефтепродуктов целесообразно использовать методы прогностического моделирования [3, 4].

В настоящей работе анализировался процесс измерения температуры обводненной нефти различных месторождений со степенью обводненности от 20 % до 50 %. Для различных месторождений нефти характерны разные значения плотности, поэтому выделяют несколько типов сырой нефти [5].

В настоящей работе рассматриваются типы нефти: легкая, средняя, тяжелая в соответствии с классификацией [5].

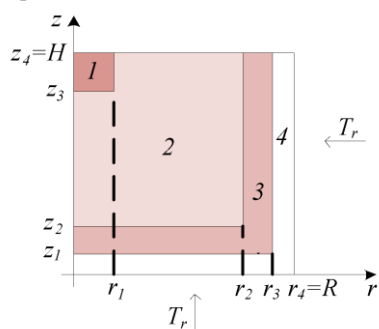


Рис. 1 Область решения задачи: 1 – спай термопары; 2 – порошок оксида алюминия; 3 – защитный чехол; 4 – слой нефтепродукта

Для прогностической оценки минимально необходимого времени нагревания термопары, измеряющей температуру нефти, разработана модель чувствительного элемента термоэлектрического преобразователя.

Область решения задачи теплопроводности представляет собой неоднородную систему «спай термопары–порошок–защитный чехол–нефтепродукты», геометрическое представление которой приведено на рис. 1.

При решении задачи теплопроводности принято следующее допущение: теплофизические характеристики элементов системы в области решения задачи теплопереноса не зависят от температуры.

Начальная температура всей термоэлектрического преобразователя принималась равной 35 °С, измеряемая температура – варьировалась в диапазоне от 40 до 50 °С, что соответствует наиболее распространенным условиям транспортировки нефти.

Момент окончания процесса нагревания определяется достижением спаем термопары 1 температуры, отличающейся от температуры T_T на величину, не превышающую значения допустимой погрешности, принимаемой в соответствии с [1]. Исследование проводилось для термопары диаметром 5 мм, высота моделируемого участка термопары ограничена высотой 5 мм от нижней границы.

Двумерная модель теплопереноса описывается дифференциальными уравнениями аналогично модели, описанной в работах [3, 4].

На границах “спай термопары–порошок”, “порошок–защитный чехол”, “защитный чехол–воздух” принимались граничные условия IV рода [3, 4].

Начальные и граничные условия решения задачи, теплофизические характеристики элементов термоэлектрического преобразователя соответствуют принятым в работах [3, 4].

Теплофизические характеристики [6] нефтепродуктов, используемые в работе приведены в таблице 1.

Таблица 1

Теплофизические характеристики нефтепродуктов

Степень обводненности	Легкая нефть			Средняя нефть			Тяжелая нефть		
	ρ , кг/м ³	λ , Вт/(м·°С)	c , кДж/(кг·°С)	ρ , кг/м ³	λ , Вт/(м·°С)	c , кДж/(кг·°С)	ρ , кг/м ³	λ , Вт/(м·°С)	c , кДж/(кг·°С)
0,2	878,4	0,219	2,356	918,4	0,222	2,396	974,4	0,227	2,45
0,3	892,7	0,270	2,584	927,7	0,273	2,619	976,7	0,277	2,6
0,4	906,9	0,321	2,812	936,9	0,324	2,842	978,9	0,328	2,88
0,5	921,1	0,372	3,040	946,1	0,375	3,065	981,1	0,378	3,10

Системы дифференциальных уравнений в частных производных с соответствующими начальными и граничными условиями решались методом конечных разностей. Для решения системы одномерных разностных уравнений использовался метод прогонки на основе неявной четырехточечной схемы [2].

Область решения задачи разбита на равномерную сетку, содержащую 240 узлов с шагом $2,5 \cdot 10^{-2}$ мм по каждой из координат. Шаг по временной сетке составлял 10^{-3} с).

Так как в работах [3, 4] показано, что тип термопары для промышленных термоэлектрических преобразователей не оказывает существенного влияния на длительность нагрева датчика исследования выполнены для термопары типа К (ХА). Зависимости минимально необходимых длительностей нагрева чувствительных элементов датчиков при изменении рабочей температуры нефтепродуктов в интервале от 5 °С до 25 °С приведены на рис. 2.

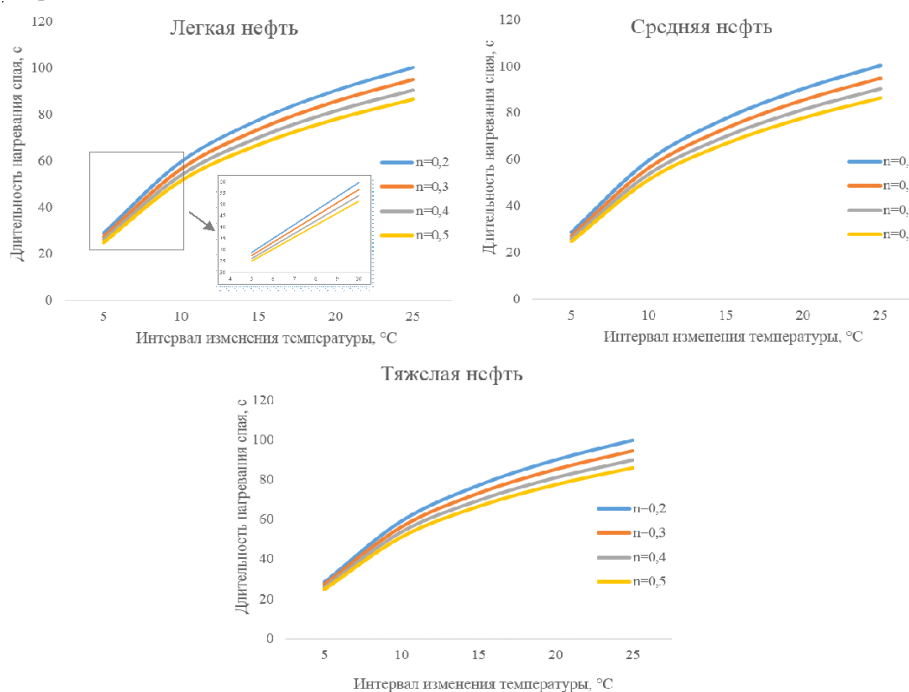


Рис. 2 Зависимость минимально необходимой длительности нагрева датчика, измеряющего температуру обводненной нефти: а – для легкой нефти; б – для средней нефти; в – для тяжелой нефти; степень обводненности: 1 – 20 %; 2 – 30 %; 3 – 40 %; 4 – 50 %; степень обводненности: 1 – 20 %; 2 – 30 %; 3 – 40 %; 4 – 50 %

Из рис. 2 видно, что с увеличением степени обводненности на 10 % для всех типов (легкая, средняя, тяжелая) нефти минимально необходимое время измерения снижается, в среднем, на 5 %. Однако, при этом при измерении температуры тяжелой нефти необходимая для достоверных измерений длительность нагрева датчика будет меньше, чем для легкой нефти.

Разработанная модель теплопереноса в чувствительном элементе термоэлектрического преобразователя позволяет с достаточной высокой точностью определить минимальную длительность выполнения измерений температуры нефтепродуктов, необходимую для обеспечения достоверных измерений, а также при расчете и настройке систем регулирования температуры.

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта РФФИ (проект № 18-38-00028).

Литература

1. IEC 60584-2. International standard. Thermocouples. Part 2: Tolerances, 1989.
2. Samarskii A.A. The Theory of Difference Schemes. – USA, Marcel Dekker, Inc., 2001. – 788 p.
3. Атрошенко Ю.К., Стрижак П.А. Необходимое время измерения термоэлектрическими преобразователями с защитными гильзами // Датчики и системы. – 2015. – № 5 (192). – С. 23–27.
4. Атрошенко Ю.К., Стрижак П.А. О влиянии защитной гильзы на погрешность измерения температуры термоэлектрическими преобразователями // Энергетик. – 2015. – № 10. – С. 52–55.
5. ГОСТ Р 51858–2002. Нефть. Общие технические условия. – М.: Издательство стандартов, 2002. – 11 с.
6. Григорьев Б.А., Богатов Г.Ф., Герасимов А.А. Теплофизические свойства нефти, нефтепродуктов, газовых конденсатов и их фракций / Под ред. Б.А. Григорьева. – М.: Изд-во МЭИ, 1999. – 372 с.
7. Серкебаева Б.С. Особенности реологии водонефтяных эмульсий месторождения Узень // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 1. – С. 57–60.
8. Шайдуллин Л.К., Шушков П.Д. Анализ влияния различных факторов на реологические свойства водонефтяных эмульсий Ромашкинского месторождения // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2014. – № 1. – С. 335–338.
9. Ян Л., Чжихуа В., Сианлун Ч., Шэнбо Ч., Жэньшань П. Исследование закономерностей накопления отложений в трубопроводах сбора обводненной нефти небольшого диаметра // Химия и технология топлив и масел. – 2012. – № 5. – С. 35–39.

**РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНЫХ СРЕДСТВ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ**

И.М. Анохин, Н.М. Космынина

Научный руководитель – доцент Н.М. Космынина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Энергоснабжение газовых и нефтяных месторождений осуществляется от тепловых, атомных, гидравлических электростанций. Энергия, вырабатываемая генераторами электростанций, по токоведущим частям передается потребителям [1]. Конструктивно токоведущие части выполняются в виде комплектных экранированных токопроводов, гибких и жестких проводников (шин), кабельных линий.

Пофазно-экранированные комплектные токопроводы серий ТЭНЕ и ТЭНП на номинальные токи от 1600 до 33000 А с напряжением от 10 до 35 кВ предназначены для электрических соединений турбогенераторов мощностью до 1500 МВт с блочными трансформаторами и трансформаторами собственных нужд электростанций [2]. На рис.1 показан пример токопровода ТЭНЕ напряжением 6, 10, 20 кВ.

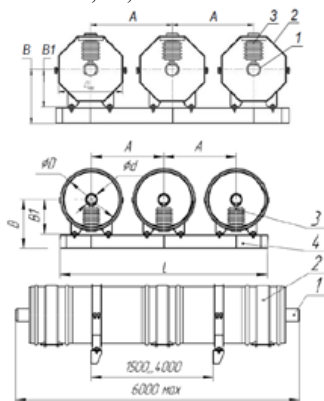


Рис. 1. Токопровод ТЭНЕ напряжением 6, 10, 20 кВ, 1 – шина токоведущая, 2 – оболочка-экран, 3 – изолятор, 4 – балка

Гибкие шины применяются в распределительных устройствах 35 кВ и выше. Предназначены они для простого и удобного монтажа или демонтажа в силовых и распределительных установках. Все они легко и просто принимают любую необходимую форму, что позволяет облегчить работу монтажника. На рис. 2. изображена гибкая плетеная шина.



Рис. 2. Гибкая плетеная шина

Для автоматизации выбора токопроводов и гибких шин в Национальном исследовательском Томском политехническом университете разработана специализированная программа в среде Microsoft Office - Excel.

Среди преимуществ Microsoft Excel наиболее значимые следующие: быстрота разработки программы; возможность автоматического пересчета всей программы при вводе новых исходных данных; высокая скорость расчета разработанного алгоритма; низкие требования программы к ресурсам компьютера; возможность расширения программы за счет новых компонентов и инструментов собственными средствами; возможность добавить новые листы [3].

В программе предусмотрен выбор комплектно-экранированных токопроводов для выводов турбогенераторов и сборных шин (гибкие шины) открытых распределительных устройств, имеющих присоединения в виде силовых трансформаторов и автотрансформаторов.

Структурно в программе имеются следующие разделы (листы):

выбор комплектного пофазно-экранированного токопровода для выводов генератора, а также дополнительных электрических аппаратов с необходимыми проверками и методическими указаниями;

протокол выбора комплектного пофазно-экранированного токопровода для выводов генератора, а также дополнительных электрических аппаратов с необходимыми проверками;

выбор сборных шин с необходимыми проверками и методическими указаниями;

протокол выбора сборных шин с необходимыми проверками;

выводы трех типов двухобмоточных трансформаторов, присоединенных к сборным шинам, с необходимыми проверками ("Выводы Т1", "Выводы Т2", "Выводы Т3");

выводы трех типов автотрансформаторов, присоединенных к сборным шинам, с необходимыми проверками ("Выводы Т4", "Выводы Т5", "Выводы Т6");

выводы трех типов трехобмоточных трансформаторов, присоединенных к сборным шинам, с необходимыми проверками ("Выводы Т7", "Выводы Т8", Выводы Т9").

В качестве примеров на рис. 3 приведен скриншот из программы Excel выбора комплектного пофазно-экранированного токопровода для выводов генератора с необходимыми проверками и методическими указаниями; на рис. 4 – скриншот протокола выбора гибких шин с необходимыми проверками.

На каждом листе программы есть инструкции для пользователя с описанием необходимых исходных данных.

1. Выбор комплектного пофазно-экранированного токопровода								
A	B	C	D	E	F	G	H	I
Введите исходные данные в графу H								
Введите тип турбогенератора							ТГВ-200МТ	
Номинальная мощность турбогенератора, МВт					Pном		210	
Номинальное напряжение турбогенератора, кВ					Uном G		15,75	
Коэффициент мощности					cos φ		0,85	
Расчет максимального тока генератора								
Максимальный ток с учетом снижения								
напряжения на выводах турбогенератора, кА					I _{max G}		9,53313	
В графу I введите расчетное значение ударного тока								
трехфазного КЗ на выводах турбогенератора, кА					iуд		127	
УСЛОВИЯ выбора пофазно-экранированного токопровода:								
1) номинальный ток токопровода=>максимального тока турбогенератора (I _{ном} =>I _{max G})								
2) номинальное напряжение токопровода=>номинального напряжения турбогенератора (U _{ном пров} =>U _{ном G})								
3) электродинамическая стойкость=>расчетного значения ударного тока трехфазного КЗ на выводах генератора (I _{дин} =>i _{уд})								
В графу I введите каталожные данные токопровода для турбогенератора:							ТГВ-200МТ	
Введите тип выбранного пофазно-экранированного токопровода							ГРТЕ-20-10000-300	
Номинальный ток токопровода, кА					I _{ном токопровода}		10	
Электродинамическая стойкость токопровода, кА					I _{дин токопровода}		300	
Номинальное напряжение токопровода, кВ					U _{ном токопровода}		20	
Проверка								
I _{ном токопровода, кА} =>					I _{max G, кА}			

Рис.3. Скриншот выбора комплектного пофазно-экранированного токопровода для выводов генератора с необходимыми проверками и методическими указаниями

2. Выбор гибких шин									
A	B	C	D	E	F	G	H	I	
Максимальный ток Т6, кА							I _{max 6}		0
Максимальный ток Т7, кА							I _{max 7}		0
Максимальный ток Т8, кА							I _{max 8}		0
Максимальный ток Т9, кА							I _{max 9}		0
Максимальный ток линии W1, кА					I _{max (W1)}		0,206354379		
Максимальный ток линии W2, кА					I _{max (W2)}		0,143301652		
Максимальный ток наиболее мощного присоединения, кА					I _{max}		1,840697631		
УСЛОВИЕ выбора провода:									
допустимый ток провода => тока наиболее мощного присоединения (I _{доп} => I _{max})									
Каталожные данные выбранных гибких шин									
Марка провода							АС 400/51		
Количество проводов в фазе							3		
Допустимый ток одного провода, кА					I _{доп 1}		0,705		
Выбранное сечение провода, мм ²					q		400		
Допустимый ток провода, кА					I _{доп}		2,115		
Проверка сечения на нагрев									
I _{доп} =>					I _{max}				
2,115 =>					1,8407				
Проверка по условиям коронирования									
Напряжение РУ, кВ							220		
Марка провода							АС 400/51		
Проверьте по таблице 1 правильность выбранного провода									
Проверка шин сдвигание									

Рис.4. Скриншот протокола выбора гибких шин с необходимыми проверками

Программа предусматривает все необходимые проверки токоведущих частей по продолжительным и аварийным режимам.

В настоящее время ведется внедрение программы в учебный процесс Томского политехнического университета.

Литература

1. Сибикин Ю. Д. Электрооборудование нефтяной и газовой промышленности. Книга 1. Оборудование систем электроснабжения. - М.: РадиоСофт, 2015. - 348 с.
2. Техническая информация ТЭНЕ и ТЭНП 10, 20, 24, 35 кВ // МОСЭЛЕКТРО URL: <http://moselectro.ru/production/tokoprovody/tokoprovody-komplektnye-generatornogo-napryazheniya-tene-i-tenp-10-20-24-35-kv/> (дата обращения: 28.11.2017).
3. Электронные таблицы: определение, достоинства, Excel // Orientir 365 URL: <http://orientir365.ru/25-elektronnye-tablicy.html> (дата обращения: 06.12.2017).

АНАЛИЗ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НГДУ "СУРГУТНЕФТЬ"

А.С. Виноградов, Н.М. Космынина

Научный руководитель – доцент Н. М. Космынина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефтегазодобывающее управление (НГДУ) "СУРГУТНЕФТЬ" осуществляет разработку и эксплуатацию восьми месторождений Западной Сибири, что требует современного энергетического оборудования.

Электроэнергия вырабатывается на электростанциях (электростанции собственных нужд); для получения тепловой энергии в НГДУ эксплуатируются котельные установки, котлы-утилизаторы, установки подогрева теплоносителей. Для преобразования электрической энергии используются подстанции.

В статье рассматривается электрическая часть одной из подстанций НГДУ "СУРГУТНЕФТЬ", осуществляющей электроснабжение дожимной насосной станции (ДНС).

ДНС является необходимой технологической частью, предназначенной для сбора и транспортировки нефтегазовой продукции.

Установленное оборудование на ДНС, например насосы, необходимо для обеспечения напора нефти и газа, создания определенного напора для передачи нефтепродуктов через высоконапорные участки системы сбора и подготовки.

Необходимость применения дожимных насосных станций обусловлена тем, что зачастую на таких месторождениях энергии нефтегазоносного пласта для транспортировки нефтегазовой смеси недостаточно.

По способу установки и комплектования оборудования подстанция является комплектной (КТП) [3].

На рис.1. представлена схема электрических соединений КТП.

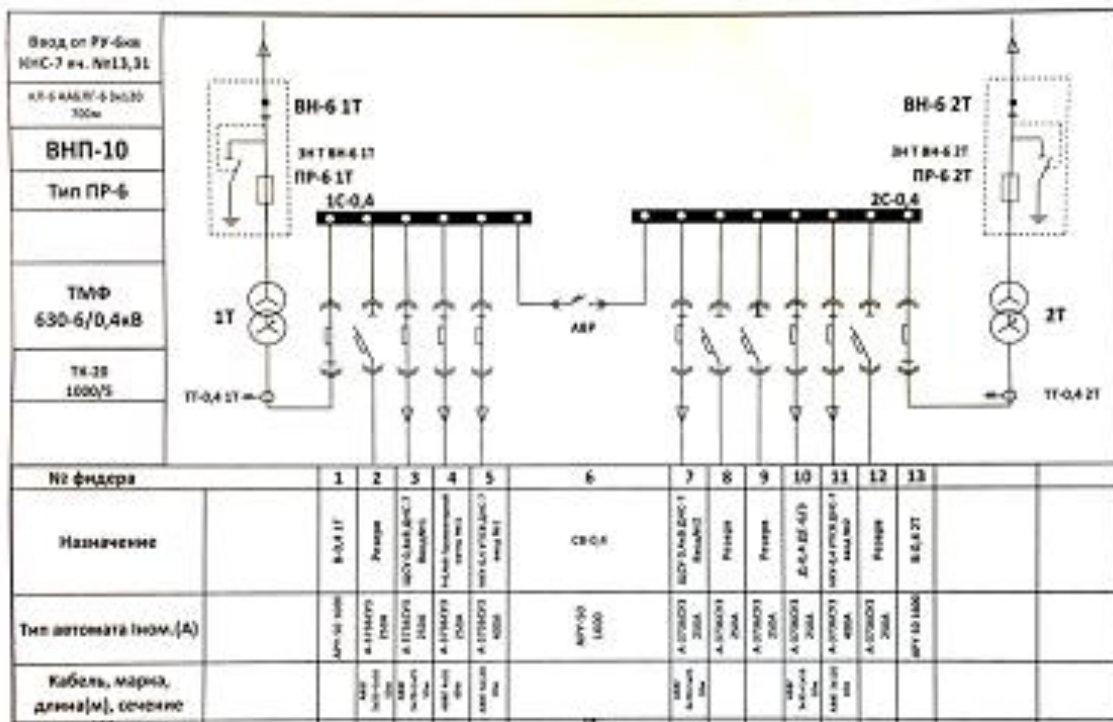


Рис.1 Схема электрических соединений КТП

На подстанции имеются два распределительных устройства РУ - 6 кВ и РУ 0,4 кВ.

Питание на РУ - 6 кВ подается по кабельным линиям от кустовой насосной станции (КНС). Далее напряжение 6 кВ преобразуется до 0,4 кВ с помощью силовых трансформаторов связи типа ТМФ-630-6/0,4 (трехфазный масляный фланцевый) [2].

Так как КТП обеспечивает потребителей I категории, питание производится от двух независимых взаимозаменяемых источников питания.

Ввод №1 и ввод №2 осуществляется от РУ -6 кВ КНС-7 ячеек №13 и №31 с помощью кабельных линий ААБЛГ- 6 3х120 длиной 700 метров.

На РУ 6 кВ установлены выключатели нагрузки ВВП-10.

Выключатель нагрузки модификации ВВП-10 общего назначения предназначен для работы в шкафах комплектных распределительных устройств (КРУ), камерах стационарных одностороннего обслуживания (КСО) и шкафах комплектных трансформаторных подстанций (КТП) внутренней установки на класс напряжения до 10 кВ трехфазного переменного тока частотой 50 и 60 Гц для системы с глухозаземленной и изолированной нейтралью [2].

Токоведущие части РУ 6 кВ выполнены в виде кабельных линий. ААБЛГ-6 3х120 – разновидность силового кабеля, предназначенного для использования в составе подземных кабельных линий. Указанный тип кабеля может передавать как переменный электрический ток (его напряжение в данном случае не должно быть выше 6 киловольт), так и ток постоянного типа (напряжением не выше 15 киловольт)-[2].

РУ 0,4 кВ выполнено по схеме одна рабочая секционированная система сборных шин [3].

Используемая схема является экономичной, имеется один коммутационный аппарат на каждое присоединение; обладает простотой обслуживания.

Секционирование системы сборных шин позволяет уменьшить объем отключений при аварийных ситуациях на сборных шинах: отключение только части присоединений, подключенных к одной секции.

На РУ 0,4 кВ применено следующее электротехническое оборудование: автоматические выключатели, измерительные трансформаторы тока.

Автоматические выключатели А-3736СУЗ 250А и АРУ-50 1600 служат в качестве коммутационного устройства, отвечающего за выполнение следующих задач:

- непосредственно осуществление транспорта электрического тока от поставщика к потребителю;
- отключение сети при возникновении аварийных ситуаций, таких как: перегрузки, замыкания и значительные отклонения напряжения от нормы;
- включение сети вручную или посредством подключенного к выключателю электромагнитного привода, позволяющего дистанционно управлять устройством.

Имеется 13 ячеек, в которых располагаются автоматические выключатели А-3736СУЗ 250А и АРУ-50 1600.

Выключатели №1,13 – вводные.

Выключатели № 3,4,5,7,10,11 служат для обеспечения потребителей.

Выключатели №2, 8, 9, 12 – резервные, служат для подключения дополнительных потребителей.

Ячейка 6 необходима для уменьшения объема отключений при аварийных ситуациях.

Измерительные трансформаторы тока типа ТК-20 1000/5 [2]. Назначение трансформаторов тока заключается в преобразовании (пропорциональном уменьшении) измеряемого тока до значений, безопасных для его измерения.

Для защиты электрооборудования используется система заземления TN-C.

В системе TN–С имеется непосредственная связь токопроводящих частей с землёй и наглухо заземлённая нейтраль источника питания. [1].

На рис. 1 приведена схема системы TN-C.

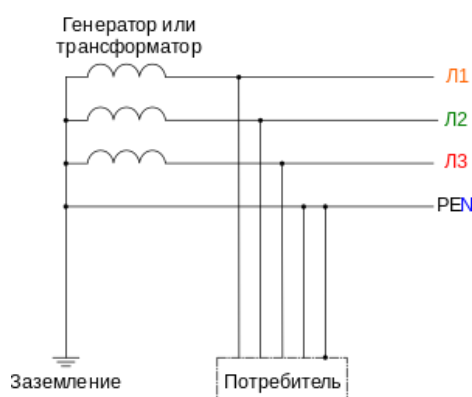


Рис.2 Принципиальная схема системы TN–С

Для обеспечения связи на участке трансформаторная подстанция — ввод в здание применяется совмещённый нулевой рабочий(N) и защитный проводник(PE), принимающий обозначение PEN. При вводе в здание PEN разделяется на отдельный нулевой (N) и защитный проводник (PE).

Литература

1. ПУЭ, изд. 7-е: общие правила; передача электроэнергии; распределительные устройства и подстанции; электрическое освещение; электрооборудование специальных установок. — Москва: ЭНАС, 2013.
2. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие/ Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков: учебное пособие / — Санкт-Петербург: БХВ-Петербург, 2013. — 607 с.: илл.
3. Электрическая часть электростанций и подстанций / В. А. Старшинов, М. В. Пираторов, М. А. Козина. — Москва: Издательский дом МЭИ, 2015. — 296 с.: ил.

**ТУШЕНИЕ ЛЕСНОГО МАССИВА В УСЛОВИЯХ ПОДАЧИ ВОДЫ ПО ПЕРИМЕТРУ
ВОЗГОРАНИЯ ВБЛИЗИ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ.**

А. Ю. Гавриленко

Научный руководитель – старший преподаватель А. О. Жданова

Национальный исследовательский Томский Политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение

Лесные пожары наносят значительный экономический и экологический ущерб. Для борьбы с такими пожарами привлекаются значительные трудовые и материальные ресурсы. Многие страны, в том числе и Россия, применяют авиацию в борьбе с лесными пожарами. Самолеты и вертолеты служб противопожарной защиты сбрасывают большие массы воды на очаги возгорания. Но, не смотря на достаточно длительный срок использования этого способа борьбы с пожарами, на сегодняшний день, отсутствуют теоретические подтверждения целесообразности применения авиационных средств для тушения лесных пожаров. Поэтому актуальной задачей является экспериментальное исследование влияния сброса массы воды на разлет частиц очага возгорания, для решения вопроса эффективной борьбы с лесными пожарами. [3]

Подача воды по периметру возгорания

Для экспериментальных исследований процессов подавления пламенного горения и термического разложения лесных горючих материалов (листьев березы и мелких щепок) применялся стенд, схема которого приведена на рис. 1. Целью экспериментов является подача ограниченного объема воды по периметру возгорания для локализации очага горения. [1]

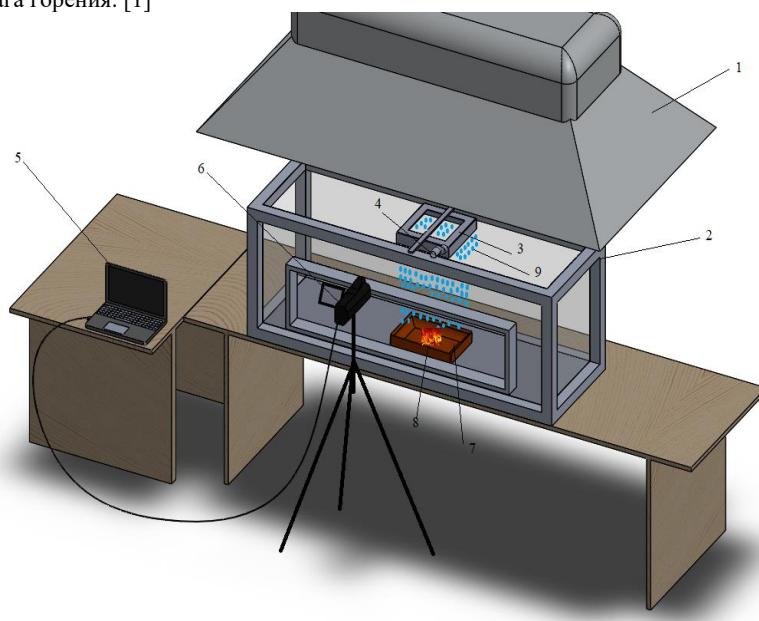


Рис.1 Схема экспериментального стенда:

1 – вытяжка, 2 – резервуар, 3 – металлопрофильный каркас, 4 – шланг для подачи и распыления воды, 5 – ноутбук с ПО для работы с тепловизором, 6 – тепловизор со штативом, 7 – поддон, 8 – очаг возгорания с ЛГМ, 9 – распылённая вода

Таблица 1

Результаты опытов при $m_2 = 6 \text{ г}$

№ опыта	$t_g, \text{ с}$	$t_t, \text{ с}$	$t_e, \text{ с}$	$m_1, \text{ г}$	$m_2, \text{ г}$	$m_3, \text{ г}$	$m_4, \text{ г}$	$\Delta m, \text{ г}$
Опыт 1	46	10	106	31	6	37	67	30
Опыт 2	44	7	126	31	6	37	56	19
Опыт 3	35	10	133	31	6	37	63	26
Опыт 4	46	10	157	31	6	37	67	30
Опыт 5	67	8	127	31	6	37	65	28
Опыт 6	55	7	96	31	6	37	64	27
Опыт 7	28	7	80	31	6	37	64	27
Опыт 8	39	5	73	31	6	37	61	24
Опыт 9	29	8	103	31	6	37	60	23
Опыт 10	36	7	98	31	6	37	62	25

В результате эксперимента было замерено: время горения (t_g , с), время тушения (t_t , с), общее время опыта (t_b , с), масса сухих листьев (m_1 , г), масса сухих веток и щепок (m_2 , г), общая масса ЛГМ (m_3 , г), масса ЛГМ после горения (m_4 , г). А также было вычислено, насколько масса после горения больше массы до горения (Δm).

Аналогично была проведена серия опытов с увеличением массы сухих веток и щепок $m_2 = 12$ г.

Заключение

В результате выполненного цикла экспериментальных исследований были получены данные о времени горения очагов возгорания с различными массами (6 и 12 г), а также было зафиксировано время завершения процесса пиролиза в обоих случаях. Кроме того, была зафиксирована масса ЛГМ до термического разложения и после завершения процесса пиролиза. На основе полученных данных можно сказать, что подача воды по периметру является весьма эффективным способом тушения.

Исследование выполнено за счет гранта РФФИ в рамках научного проекта 18-38-00025.

Литература

1. Арцыбашев Е.С. Применение экрана из огнестойкой бумаги для остановки и локализации лесных низовых пожаров — Труды Санкт-Петербургского научно-исследовательского института лесного хозяйства, 2015, № 1, с. 47-55.
2. Бартев И.М., Дручинин Д.Ю., Гнусов М.А. К вопросу о тушении лесных пожаров грунтом — Лесотехнический журнал, 2012, №4 (8), с. 97-101.
3. Гаг С.В. Перспективные направления исследований в области повышения эффективности создания минерализованных полос и тушения лесных пожаров при помощи грунтометов — STUDARCTIC FORUM 2016, 1, №1 (1), с. 18-21.
4. Гусев В.Г., Ерицов А.М., Куприн Г.Н., Куприн Д.С., Степанов В.Н. Результаты экспериментальных исследований параметров противопожарных заградительных полос при свободном сливе огнетушащей жидкости с вертолёта — Труды Санкт-Петербургского научно-исследовательского института лесного хозяйства, 2016, №2, с. 60-74.
5. Залесов С.В., Годвалов Г.А., Кректунов А.А., Оплетаяев А.С. Новый способ создания заградительных и опорных противопожарных полос — Вестник башкирского государственного аграрного университета, 2014, № 3, с. 90-95.
6. Козлов В.А. Влияние формы поверхности минерализованной полосы на возможность распространения низового пожара — Материалы III международной научно-практической конференции. Инновации в природообустройстве и защите в чрезвычайных ситуациях, 2016, с. 60-62.
7. Копылов Н.П., Кузнецов А.Е., Федоткин Д.В., Москвиллин Е.А., Стрижак П.А., Коршунов Н.А., Карпов В.Н. Борьба с природными пожарами с применением авиации и перспективные способы прокладки заградительных полос — Хвойные бореальной зоны, 2016, 37, №5-6, с. 251-253.
8. Лысыч М.Н., Шабанов М.Л., Никулин С.Н. Современные орудия для нарезки посадочных борозд и создания противопожарных полос — Актуальные направления научных исследований XXI века: теория и практика, 2015, 3, №9-2, с.55-59.
9. Мамонтов А.П. Ручной грунтомет для тушения низовых лесных пожаров — Материалы студенческой научной конференции. Наука в исследованиях молодежи — 2016, 2016, с. 86-88.
10. Суркаев А.Л., Каблов В.Ф., Благинин С.И., Генералов С.А., Кабаков А.П., Кобызев А.Б. Применение малого авиационного транспорта и современных огнезащитных материалов для создания противопожарных полос — Безопасность жизнедеятельности, 2014, 9, с. 54-56.

СИСТЕМА АКТИВНОЙ МОЛНИЕЗАЩИТЫ НА БАЗЕ УСТРОЙСТВА ЗАЩИТЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Д.В. Жарков

Научный руководитель — А.О. Корягин
ОАО «ТомскНИПИнефть», г. Томск, Россия

Проблема аварийных отключений воздушных линий электропередачи (ВЛ), вызванных путем прямых воздействий ударов молнии, остается одной из самых актуальных проблем на сегодняшний день. Любая ВЛ представляет собой протяженный элемент электрической цепи. Такие линии чаще других элементов подвергаются ударам молнии во время гроз. Из-за этого ВЛ выходят из строя и получают серьезные повреждения, а нефтяные Компании несут убытки из-за недобора нефти, которые в среднем согласно статистике превышают отметку в 100 млн. рублей в год.

На сегодняшний день существует несколько вариантов защиты ВЛ от прямых воздействий ударов молнии. Одним из самых эффективных способов защиты ВЛ от прямых ударов молнии является устройство защиты распределительных сетей (УЗРС).

УЗРС на напряжение до 35 кВ предназначены для организации защиты распределительных сетей среднего напряжения и установок, включенных в эти сети, от воздействия атмосферных электрических разрядов.

Конструктивно УЗРС представляет собой совокупность блока приемника зарядов (БПЗ), устройства подключения (УП), датчика грозовых разрядов (ДР), панели предохранителей (ПП), кронштейна с трансформатором напряжения НОЛ и блока управления (БУ), размещенных на одной опоре.

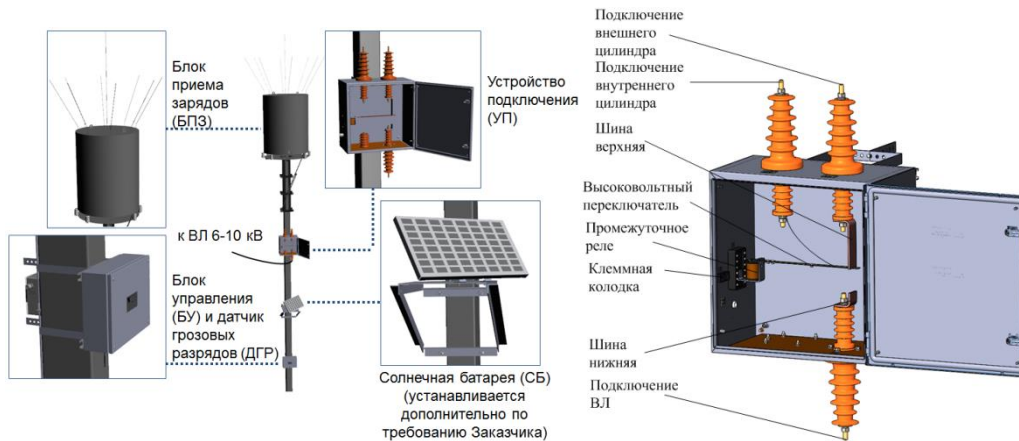


Рис. 1 Состав УЗРС

Принцип работы УЗРС реализован на основе метода сбора свободных зарядов с ВЛ электрической сети. БПЗ служит для сбора и концентрации свободных зарядов с проводов ВЛ. БПЗ включает в себя молниеприемник, концентратор зарядов, разрядник и оголовок. Концентратор зарядов конструктивно состоит из внешнего и внутреннего цилиндров, изолированных между собой и от заземленного оголовка. Внешний цилиндр соединяется с контуром заземления через разрядник РДИМ. Соединение внешнего и внутреннего цилиндров с устройством подключения осуществляется высоковольтными кабелями. УП состоит из изоляторов проходных, высоковольтного переключателя на основе промежуточного реле. УП присоединяется к двум фазам ВЛ. При отсутствии грозовой активности высоковольтный переключатель УП соединяет провод ВЛ с внутренним цилиндром. В таком состоянии устройство может находиться неограниченно долго, при этом не влияя на работу ВЛ. Блок управления находится в ждущем режиме. При приближении грозового фронта УЗРС переводится в активный режим работы посредством SMS-сообщения. Приняв его, блок управления начинает циклически переводить высоковольтный переключатель УП из одного положения в другое, тем самым подключая внутренний цилиндр концентратора зарядов то к ВЛ, то к внешнему цилиндру.

В поле грозового облака на металлических штырях концентратора зарядов УЗРС возникает слабый коронный разряд, в результате чего положительные заряды из атмосферы собираются на штырях и накапливаются на внешнем цилиндре. Когда переключатель УП соединяет внутренний цилиндр с ВЛ, часть свободных зарядов с ВЛ переходит на внутренний цилиндр под действием поля зарядов, накопившихся на внешнем цилиндре. При срабатывании высоковольтного переключателя в УП (примерно 1 раз в 20-30 секунд) внутренний цилиндр отключается от ВЛ и присоединяется к внешнему, вследствие чего заряды переходят на внешний цилиндр. После этого высоковольтный переключатель переходит в прежнее положение, соединяя внутренний цилиндр с ВЛ. Данный процесс периодически повторяется, в результате с ВЛ снимаются свободные заряды, что устраняет возможность образования встречного лидера молнии от ВЛ в сторону грозового облака и, соответственно, удара молнии в ВЛ при соединении восходящего и нисходящего грозовых лидеров.

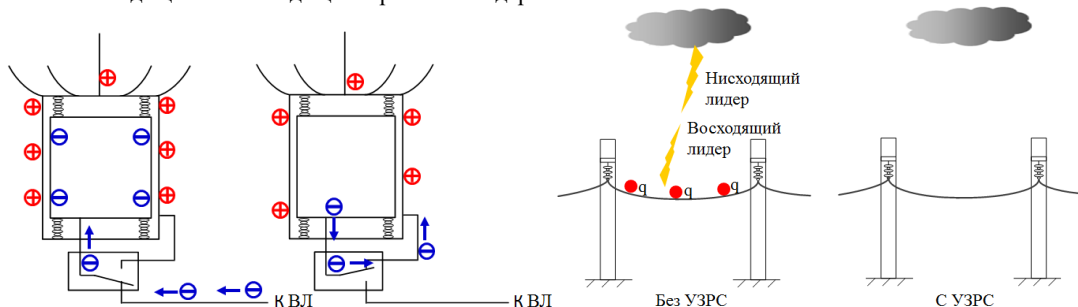


Рис. 2 Принцип действия УЗРС

При попадании грозового разряда в молниеприемник установки, УЗРС обеспечивает прохождение тока молнии по цепи: молниеприемник - внешний цилиндр - разрядник - контур заземления. На ВЛ разряд не попадает, так как конструктивно исключается ее подключение к внешнему цилиндру.

Блок управления содержит плату управления и питания и GSM-модуль. Управление устройством через GSM-канал осуществляется путем отправки оператором SMS-сообщения на GSM-модуль. Контроль выполнения команды осуществляется путем обратной отсылки оператору через GSM-модуль аналогичного SMS-сообщения. В случае отсутствия на месторождении GSM-связи управление УЗРС можно осуществить либо по месту в ручном режиме (тогда дистанционный контроль и управления УЗРС оператором не выполняется), либо при помощи канала связи по волоконно-оптической линии связи путем сведения сигналов на диспетчерский пульт.

Установка УЗРС осуществляется на отдельно стоящую опору. Расстояние от УЗРС до ВЛ, к которой данная УЗРС подключена, не должно превышать 10 метров. В случае отсутствия на месторождении GSM-связи УЗРС

рекомендуется устанавливать вблизи местоположения обслуживающего персонала для возможности визуального контроля работы устройства. Не рекомендуется установка УЗРС на расстоянии менее 50 м от подстанции, имеющей стационарные устройства молниезащиты.

Преимущество применения УЗРС над традиционными вариантами защиты ВЛ от прямых ударов молнии заключается в том, что установка одного УЗРС позволяет эффективно защитить все ВЛ, которые электрически взаимосвязаны с ВЛ, подключенной к УЗРС. Применение альтернативных вариантов защиты подразумевает под собой защиту каждой ВЛ в отдельности и порой данные варианты малоэффективны.

Разработка УЗРС одобрена совместной комиссией ПАО «НК «Роснефть» и ПАО «Россети» по обеспечению электроснабжения объектов нефтегазодобычи.

На данный момент УЗРС имеют широкое применение на объектах ОАО «Удмуртнефть», ПАО «Оренбургнефть» и ООО «РН-Юганскнефтегаз».

На объектах ОАО «Удмуртнефть» с 2013г. эксплуатируются УЗРС в количестве 9 штук. В грозовые сезоны фактов аварийных отключений в системе электроснабжения кустовых площадок ОАО «Удмуртнефть», защищенных УЗРС, по причине прямых ударов молнии в электрооборудование не зафиксировано. В грозовой период 2015г. в системе электроснабжения кустовых площадок ОАО «Удмуртнефть», незащищенных УЗРС, было зафиксировано 5 фактов аварийных отключений электрооборудования по причине прямых попаданий молнии.

На объектах ПАО «Оренбургнефть» в 2016 г. были введены в работу три установки УЗРС до начала грозового сезона 2017г. По результатам прохождения грозового сезона 2017г. в местах установки УЗРС отключения электрически взаимосвязанных с УЗРС линий электропередач от прямых ударов молнии зафиксировано не было.

На объектах ООО «РН-Юганскнефтегаз» в 2017г. был установлен один УЗРС для проведения опытно-промышленных испытаний. В районе установки УЗРС проходило 3 интенсивных грозовых фронта и все три раза устройство успешно сработало. Отключений ВЛ от грозовых воздействий зафиксировано не было.

Проанализировав работу УЗРС в период грозовой активности специалистами ОАО «Удмуртнефть», ПАО «Оренбургнефть» и ООО «РН-Юганскнефтегаз» была отмечена положительная динамика по снижению аварийных отключений ВЛ по причине прямых ударов молнии, что в свою очередь позволяет снизить потери нефти и снизить затраты на восстановительные работы поврежденных ВЛ. Следовательно, можно сделать вывод, что применение УЗРС на объектах нефтяных месторождений позволяет эффективно снизить количество аварийных отключений ВЛ по причине прямых ударов молнии, тем самым сократить убытки Компаний от недобора нефти, возникающие вследствие данных отключений.

Литература

1. Гайворонский А.С., Карасюк К.В. Новые методические принципы оценки грозоупорности воздушных линий электропередачи высших классов напряжения // Научный вестник НГТУ. – 1998. - № 2(5). – С. 9-32
2. Правила устройства электроустановок. Раздел 2. Передача электроэнергии. Глава 2.5. 7-е изд. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003.
3. РД 153-34.3-35.125-99. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений / Под научной редакцией Н.Н. Тиходеева. – 2-е изд. – СПб.: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. – 355 с.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА СЕВЕРЕ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ С.С. Жидов, Н.М. Космынина

Научный руководитель – доцент Н. М. Космынина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Основными источниками электроэнергии нефтегазодобывающих предприятий являются энергосистемы электроэнергетических компаний, а также автономные дизельные генераторы.

ОАО «Томскнефть» Восточной нефтяной компании (ВНК) является владельцем 24 лицензий на добычу нефти и газа на месторождениях Томской области, 7 лицензий на право пользования недрами в Ханты-Мансийском автономном округе (ХМАО), 7 лицензий на геологическое изучение с дальнейшей добычей углеводородного сырья. Кроме того, ОАО «Томскнефть» ВНК является агентом на разработку двух лицензионных участков ОАО «НК «Роснефть». Остаточные извлекаемые запасы предприятия составляют более 300 млн тонн.

Электроснабжение объектов месторождения осуществляется от различных подстанций в зависимости от района месторождения.

В данной статье рассматривается одна из типовых подстанций предприятия, нормальная схема электрических соединений подстанции представлена на рисунке 1. Данная подстанция питает кусты (места добычи нефти).

Подстанция имеет традиционную структуру, принятую для подстанций энергосистем России [5].

Электрэнергия поступает на подстанцию по двум линиям 35 кВ от подстанции 100/35/6 «Вахская».

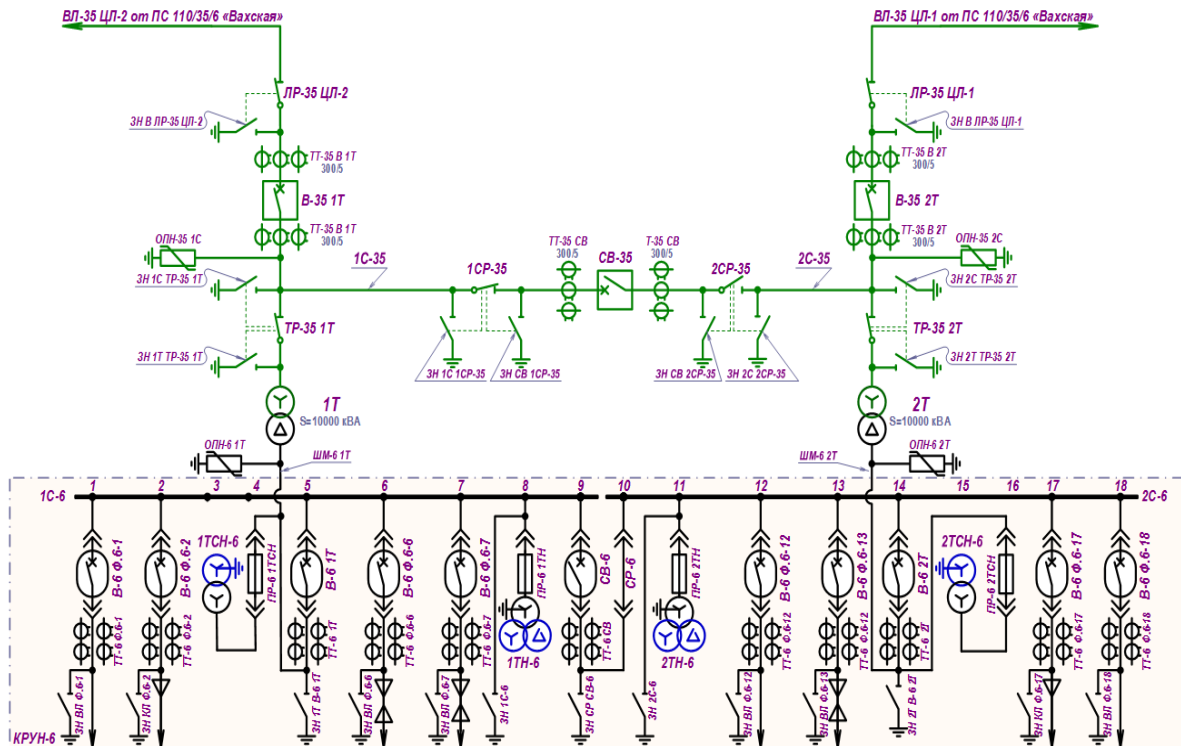


Рис.1 Нормальная схема электрических соединений

В состав подстанции входят открытое распределительное устройство 35 кВ (ОРУ 35), комплектное распределительное устройство 6 кВ (КРУН - 6), силовые трансформаторы.

Силовые трансформаторы с подстанционной маркировкой Т1, Т2 используются для преобразования переменного напряжения 35 кВ в переменное напряжение 6 кВ. Тип трансформаторов типа ТД – 10000/35; в обозначении типа Т – трёхфазный; Д – принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла; 10000 – номинальная мощность, кВ·А; 35 – напряжение обмотки высшего напряжения, кВ [1].

Силовые трансформаторы с подстанционной маркировкой 1ТСН-6 и 2ТСН-6 используются для преобразования переменного напряжения 6 кВ в переменное напряжение 0,4 кВ. Напряжение 0,4 кВ используется на подстанции для питания потребителей собственных нужд, например, оборудования для систем охлаждения силовых трансформаторов (обеспечение принудительной циркуляции воздуха) [5].

ОРУ 35 кВ выполнено по упрощенной схеме №35 - 5 Н - мостик с выключателями в цепях линий без ремонтной перемычки со стороны линий [3].

РУ 6 кВ выполнено по схеме одна рабочая система сборных шин [5]. На распределительных устройствах установлены высоковольтные выключатели (выполнение функций включения и отключения тока), разъединители (реализация отключения и включения электрической цепи без тока или с незначительным током, а также обеспечения безопасности ремонтных работ имеет между контактами в отключенном положении изоляционный промежуток); защитные аппараты от перенапряжений; измерительные трансформаторы тока и напряжения.

На ОРУ 35 кВ используются масляные выключатели типа С-35 в обозначении типа: С – обозначение серии; 35 – номинальное напряжение сети, кВ. Так как масляные выключатели требуют сложного эксплуатационного обслуживания, в настоящее время они заменяются на вакуумные с более легким обслуживанием. На РУ 6 кВ установлены выключатели типа ВБЧЭ-10; в обозначении типа: В – выключатель; Б – вакуумный; Ч – для частых коммутация; Э – с электромагнитным приводом, 10 – номинальное напряжение, кВ.

Для защиты от перенапряжений используются ограничители перенапряжений. Так же используются ограничители перенапряжения ОПН-35 и ОПН - 6, которые пришли на смену устаревшим разрядникам.

Измерительные трансформаторы напряжения (тока) служат для контроля напряжения на шинах (тока в цепях), также для понижения первичного напряжения (тока) до величины, необходимой для питания измерительных цепей, цепей релейной защиты, автоматики и учета.

На подстанции установлены измерительные трансформаторы напряжения типа НТМИ-6, в обозначении типа: Н – трансформатор напряжения; Т – трёхфазный; М – тип изоляции: масляная; И – с обмоткой для контроля изоляции сети; 6 – номинальное напряжение, кВ.

На подстанции установлены следующие измерительные трансформаторы тока:

- ОРУ- 35; тип ТВ-35-П, в обозначении типа: Т – трансформатор тока; В – встроенный; 35 – номинальное напряжение; П – климатическое исполнение,

- РУ-6; тип ТОЛ-10, в обозначении типа: Т – трансформатор тока; О – одновитковый; Л - Исполнение изоляции: литая; 10 – номинальное напряжение, кВ.

Оборудование на 35 кВ расположено на открытом воздухе; для РУ 6 кВ используются шкафы комплектных распределительных устройств [3].

При повреждениях в электрической части подстанции возникают аварийные режимы, в основном связанные с короткими замыканиями. (КЗ).

Характерными особенностями режима КЗ являются значительное увеличение тока и снижение напряжения. Ток возрастает до значений, в несколько раз превышающих номинальный, что может привести к значительным повреждениям электрооборудования. Электрические аппараты и токоведущие части подстанции должны выдерживать термическое и электродинамическое действия токов коротких замыканий, а выключатели должны быть способны отключать токи аварийных режимов. Функции выявления и прекращения режима КЗ (отключение поврежденного оборудования) возложено на систему релейной защиты.

Назначение релейной защиты и основные требования. Основное назначение релейной защиты – отключение поврежденного элемента электрической сети при коротких замыканиях и других ненормальных режимах для предотвращения значительных повреждений оборудования или предупреждение.

Для примера в статье рассмотрена релейная защита трансформаторов 1Т (2Т).

На трансформаторах установлены следующие виды защит: дифференциальная, газовая, токовая защита.

Принцип действия дифференциальной защиты основан на сравнении токов по входам защищаемого трансформатора. С каждой стороны трансформатора устанавливаются трансформаторы тока, выбираемые так, чтобы их вторичные токи были приблизительно равны. Вторичные обмотки трансформаторов тока и реле соединяются между собой так, чтобы в реле протекала сумма всех этих токов. В нормальном режиме или при внешнем коротком замыкании сумма токов практически равна нулю и реле не работает. При КЗ в трансформаторе или на его выводах сумма токов дает ненулевое значение и реле срабатывает, после чего подается команда на отключение трансформатора [4].

Принцип работы газовой защиты: при повреждении обмоток трансформатора происходит разложение трансформаторного масла и выделение газа за счет разогрева масла выделяющимся теплом. Газ улавливается специальным газовым реле, установленным внутри корпуса трансформатора [4].

Дифференциальная защита выполняется с помощью РНТ-565 на обоих трансформаторах, МТЗ на основе РТ-40.

Литература

1. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. пособие. – 5-е изд., стер. – СПб.: БВХ-Петербург, 2014. – 608 с.: ил.
2. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС». СТО. 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические. Распределительных устройств подстанций 35-750 КВ. Типовые решения. - ОАО "ФСК ЕЭС", 2007. -132 с.: ил.
3. Схемы и подстанции электроснабжения: справочник: учебное пособие для вузов / Г. Н. Ополева. — Москва: Форум Инфра-М, 2010. — 480 с.: ил.
4. Релейная защита: учебное пособие / В. Н. Копьев; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ). — Томск: Изд-во ТПУ, 2011. — 160 с.: ил.
5. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебное пособие / В. А. Старшинов, М. В. Пираторов, М. А. Козина. — Москва: Изд-во МЭИ, 2015. — 296 с.: ил.

МЕЛКОДИСПЕРСНОЕ РАСПЫЛЕНИЕ ВОДО-УГОЛЬНЫХ ТОПЛИВ МОЩНЫМИ ЛАЗЕРНЫМИ ИМПУЛЬСАМИ

А.С. Зайцев, Р.И. Егоров

Научный руководитель – доцент П.А. Стрижак

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Использование отходов угле- и нефтепереработки в качестве топлив за последние годы стало общепризнанным трендом в развитии мировой энергетики [1-2]. В силу низкой калорийности, высокой зольности и ряда других свойств отходов, их поджиг представляет существенную проблему [1-2].

В данной работе мы предлагаем использовать воздействие мощными лазерными импульсами для тонкодисперсного распыления водо-угольных смесей (ВУТ) [3]. Данный подход может быть использован вместе с традиционными технологиями распыления, позволяя получить в составе топливно-воздушной смеси достаточно высокую долю легко воспламеняемых частиц топлива субмиллиметрового размера. Под действием лазерных импульсов, параллельно с распылением ВУТ будет происходить частичная газификация топлива [4-5], что также положительно скажется на скорости поджига топливной смеси.

Нами была проведена серия экспериментов, показывающая основные особенности процесса лазерного распыления водо-угольной смеси, приготовленной из отходов углепереработки (фильр-кек угля марки Г, состоящий из частиц угля ~64 вес. % размером не более 200 мкм, и воды). Схема эксперимента представлена на рис. 1а. Импульсный лазер Quantel Evergreen 200 инициировал диспергирование капли топлива, непрерывный лазер (533 нм) подсвечивал астигматическим пучком облако микрочастиц, выбитое из поверхности топлива в результате микровзрыва, происходящего при попадании мощного импульса. Наблюдение потока частиц происходило с помощью высокоскоростной видеокамеры Phantom V411 в плоскости перпендикулярной плоскости рисунка.

На рис. 16-г показаны кадры высокоскоростной видеосъемки потока мелкодисперсных частиц, выбитого из капли топлива лазерным импульсом длительностью 10 нс с интенсивностью ~ 9.3 Дж/см². Зеленые объекты на видеокдрах – это микрочастицы топлива и микроскопические капли воды, а также облака газа, полученного при абляции и пиролизе угля под действием импульса. Обработка видеозаписи [6,7] показывает, что в неподвижной атмосфере облако микрочастиц топлива распространяется на расстояние порядка сантиметра. На рис. 16-г также показан пример траектории распространения видимого центра масс облака. Анализ размеров частиц методом теневой фотографии позволяет заключить, что основная масса частиц ($\sim 70\%$) имеет размеры в диапазоне от 30 мкм до 70 мкм, что значительно ниже исходного размера частиц порошка фильтр-кека. Распределение частиц по скоростям непосредственно после выброса имеет очевидный максимум ($\sim 10\%$) вокруг величины 0.3-0.4 м/с. Максимальная скорость частиц может достигать 3м/с, средняя – немного менее 1м/с.

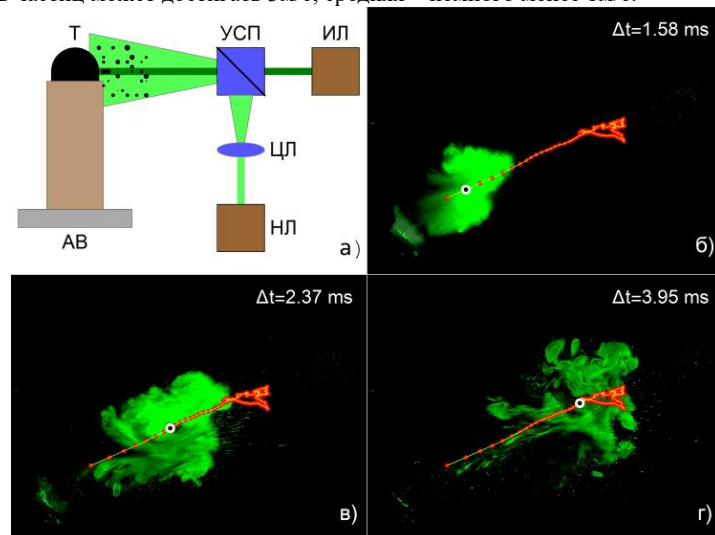


Рис.1. Схема экспериментальной установки (а). На схеме показаны импульсный (ИЛ) и непрерывный (НЛ) лазеры, цилиндрическая линза (ЦЛ) и устройство сведения пучков (УСП), аналитические весы (АВ), порция ВУТ (Т). Фотографии распространяющегося облака частиц ВУТ (б-г). Частицы ВУТ показаны зеленым, траектория облака частиц – красным, текущее положение видимого центра масс облака – белое кольцо

Отдельный интерес представляет скорость генерации топливного аэрозоля под действием лазерных импульсов. Для ее определения использовались электронные аналитические весы, на которые устанавливался держатель с порцией топлива в процессе воздействия лазерными импульсами. Полученные зависимости массы выбитого из капли топлива вещества от количества поглощенных импульсов показаны на рис. 2а.

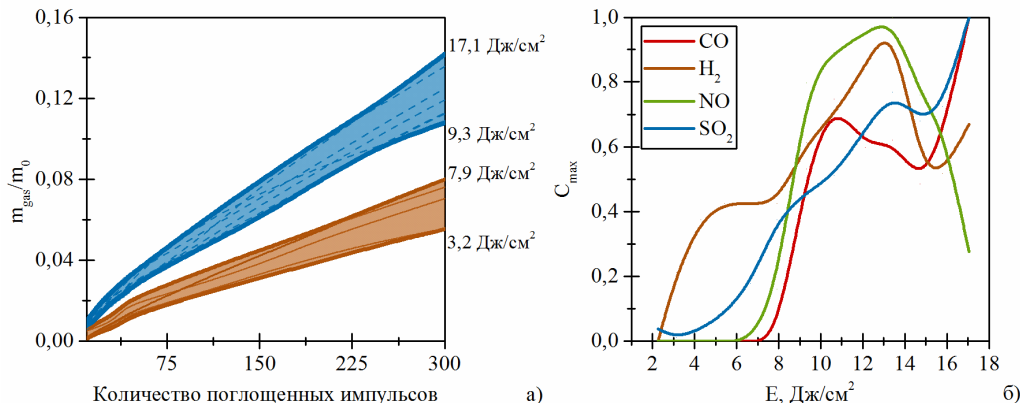


Рис. 2 Зависимость изменения массы газо-аэрозольной смеси от количества поглощенных лазерных импульсов (а). Диапазон соответствующих плотностей энергии импульсов указан на правой шкале. Зависимость нормированных концентраций компонентов сингаза от плотности энергии импульсов (б)

Видно, что кривые, описывающие изменение массы, разделяются на два семейства, в зависимости от интенсивности лазерного излучения (плотности энергии импульсов). В случае, когда интенсивность импульса не превышает 8 Дж/см², выход распыленной массы после поглощения 300 импульсов не превышает 7% исходной массы капли. Это дает нам возможность оценить *максимальную* производительность метода порядка 35 мкг/имп.

При использовании интенсивностей лазерного излучения, превосходящих 8 Дж/см² наблюдается резкий скачок скорости генерации топливного аэрозоля. Проведенные исследования состава атмосферы внутри рабочего объема экспериментальной установки показали, что при высоких плотностях энергии лазерных импульсов наблюдается образование высоких концентраций газообразного оксида углерода (СО), что свидетельствует о начале

эффективной лазерной газификации топлива (рис. 2б). Таким образом, задавая энергию импульсов можно выбирать предпочитаемый режим диспергирования топлива (с задействованием газификации или без нее). Типичная зависимость концентрации основного горючего компонента сингаза (СО) от интенсивности лазерного излучения, представленная на рис. 2б, показывает, что рост интенсивности лазерных импульсов ведет к росту скорости генерации сингаза.

Из величины зазора между ветками зависимостей на рис. 2а можно оценить соотношение между массами газифицированного и тонкораспыленного ВУТ. Возникновение зазора однозначно связано с включением процесса газификации при превышении порога интенсивности лазерного излучения (8 Дж/см^2). Таким образом, соотношение между массами топливного аэрозоля и сингаза оказывается на уровне порядка 3:1.

Характерный излом в левой части графика (рис. 2а) показывает, что при повторяющемся воздействии лазерных импульсов происходит высыхание ВУТ. После поглощения порядка 50-70 импульсов суспензия теряет большую часть воды и ее атомизация заметно замедляется.

Таким образом, в работе продемонстрирована эффективность тонкого распыления водо-угольной топливной суспензии мощными лазерными импульсами, которая позволяет создать достаточно высокую концентрацию тонких фракций в облаке топливного аэрозоля. Даже при воздействии единичных импульсов порядка 1-2% исходной массы перейдет в тонкораспыленное состояние. Показано наличие порога интенсивности лазерных импульсов (8 Дж/см^2), при переходе которого запускается процесс свето-индуцированной газификации ВУТ. Оба продемонстрированных процесса позволяют создать в потоке капель ВУТ существенную концентрацию легко воспламеняемых компонентов, существенно упрощающих воспламенение ВУТ.

Литература

1. Glushkov D.O., Lyrshchikov S.Y., Shevrev S.A. and Strizhak P.A., Burning Properties of Slurry Based on Coal and Oil Processing Waste // *Energy & Fuels*. – 2016. – V 30 (4). – P. 3441 – 3450.
2. A. Kijo-Kleczkowska, Combustion of coal-water suspensions // *Fuel*. – 2011. – V 90 (2). – P. 865 – 877.
3. Chichkov B.N. and C. Momma and S. Nolte and F. Von Alvensleben and A. Tannermann, Femtosecond, picosecond and nanosecond laser ablation of solids // *Appl. Phys. A: Materials Sci. and Proc.* – 1996. – V 63 (2). – P. 109 – 155.
4. Egorov R. I., Strizhak P. A. The light-induced gasification of waste-derived fuel // *Fuel*. – 2017. – V. 197. – P. 28 – 30.
5. Zaitsev A.S., R.I. Egorov., Strizhak P.A. Light-induced gasification of the coal-processing waste: Possible products and regimes // *Fuel*. – 2018. – V. 212. – P. 347 – 352.
6. Hadad T., Gurka R. Effects of particle size, concentration and surface coating on turbulent flow properties obtained using PIV/PTV // *Exp. Therm. Fluid Sci.* – 2013. – V 45. – P. 203 – 212.
7. Young C.N., Johnson D.A., Weckman E.J., A model-based validation framework for PIV and PTV // *Exp. Fluids*. – 2004. – V 36 (1). – P. 23 – 35.

УПРАВЛЕНИЕ ПРОЦЕССОМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ МЫЛЬДЖИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ОАО "ТОМСКГАЗПРОМ"

К.Г. Клепцов

Научный руководитель – доцент Н. М. Космынина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

ОАО «Томскгазпром» образовано 24 июня 1998 года и входит в состав ОАО «Востокгазпром». Компания обеспечивает полный производственный цикл от освоения месторождений, добычи углеводородного сырья до подготовки и получения товарной продукции.

Мыльджинское нефтегазоконденсатное месторождение (МНГКМ), лицензионный участок ОАО «ТомскГазпром», введено оно в промышленную эксплуатацию в конце 1998 года. На данный момент на месторождении функционирует система использования попутного конденсатного газа, а объемы подготовки конденсата составляют более миллиона тонн в год.

Мыльджинское месторождение имеет связь с системой и запитывается от Лугинецкой подстанции 220/110/35кВ.

Месторождение относится к особой группе 1 категории, снабжение такого потребителя осуществляется от трёх независимых источников питания. Первый и второй источники подходят на двух воздушных линиях, а третий источник это – газодизельная электростанция на самом предприятии.

На рис.1. представлена структурная схема подстанции. Подстанция имеет традиционную структуру [1]: распределительные устройства 110 кВ, 35 кВ и 6 кВ. Связь между РУ ОРУ-110 кВ, ОРУ -35 кВ и ЗРУ - 6 кВ обеспечивается двумя трансформаторами типа ТДТН - 10000/110 [2]. На РУ 6 кВ помимо внутренних потребителей имеются связи связано с газодизельной электростанцией (ГДЭС).

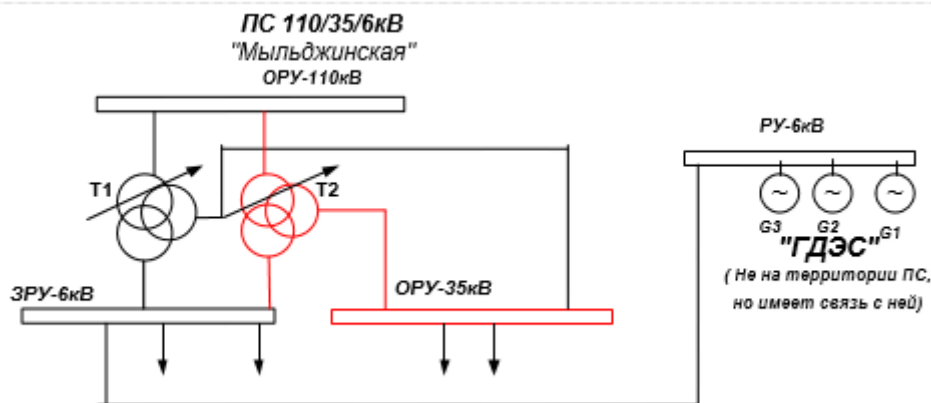


Рис.1 Структурная схема подстанции «Мыльджинская»

ВЧ-связь на Мыльджинском месторождении:

Каждая секция шин оснащена устройствами высокочастотной связи (ВЧ-связь) установленными на спусках порталов линий. ВЧ-связь - комплекс оборудования связи, использующего в качестве среды передачи провода и кабели высоковольтных линий электропередачи. На ПС 110/35/6 кВ «Мыльджинская» ВЧ-связь на используется для организации голосовой связи (телефонная и диспетчерская связь), организации работы систем РЗА. Устройство ВЧ-связи представлено на рис.2.

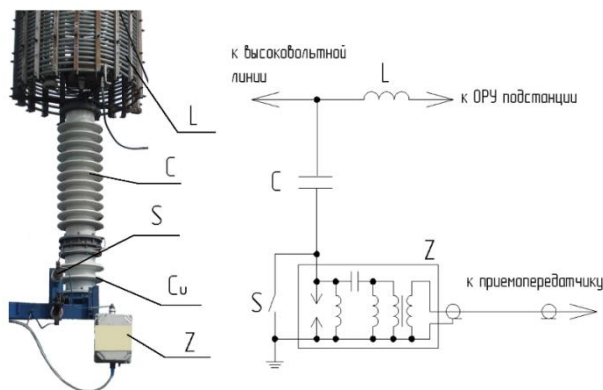


Рис. 2. Устройство ВЧ-связи

L – ВЧ-заградитель; C – конденсатор связи; Cu – подставка конденсатора; Z – фильтр присоединения; S – разъединитель однополюсный

На территории подстанции расположено здание ОПУ (общеподстанционный пункт управления). ОПУ - это здание, в котором находится подстанционная аппаратура вспомогательных цепей РЗ, автоматики и управления, аппаратуры высокочастотной связи и телемеханики.

ОПУ состоит из отдельных функциональных блоков, которые стыкуются между собой и собираются в отдельное помещение. В этом помещении смонтированы низковольтные комплектные устройства (НКУ) собственных нужд переменного и постоянного тока, устройства релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации.

В состав аппаратуры ОПУ входят:

- Панели дифференциальной защиты силовых трансформаторов.
- Панели основного и дополнительного комплектов резервных защит трансформаторов
- Панель токовой защиты обратной последовательности трансформаторов
- Панели автоматического регулирования силовых трансформаторов под нагрузкой.
- Шкафы защит и панели автоматики линий верхнего напряжения ШДЭ-2802.
- Панели автоматики и защит секционного выключателя, ТН 110, 35 кВ
- Панели защиты и автоматики отходящих линий 35 кВ
- Панель делительной защиты
- Панели автоматики ввода 35 кВ, ЗМН-35кВ
- Панели управления вводными и секционными выключателями 110, 35 и 6 кВ, а так же линейными выключателями 35 кВ..
- Панели со счетчиками электрической энергии 110, 35 кВ

Автоматизированная система учета и контроля электроснабжения (АСКУЭ)

Система предназначена для автоматизации оперативно-диспетчерского контроля и учета потреблением электроэнергии на объектах электроснабжения ОАО «Томскгазпром». Обеспечивает повышение объема, качества и

оперативности информационного обеспечения о протекании технологических процессов и состоянии оборудования на АСКУЭ ведущих специалистов ОАО «Томскгазпром». Структурная схема системы приведена на рис. 3.



Рис.3. Структурная схема АСКУЭ

Система автоматизации обеспечивает достижение следующих целей:

- Выполнить требования федеральных законов и программы энергосбережения ПАО «Газпром»;
- Сократить людские и транспортные расходы по обслуживанию подстанции;
- Повысить безопасность объектов энергоснабжения путем быстрого реагирования на аварийные ситуации;
- Вести контроль поставок электроэнергии от снабжающей организации и дает возможность перехода в дальнейшем на многотарифный учет.

Система автоматизации предназначена для:

- комплексного учета распределения электроэнергии по отдельным ячейкам;
- выявление производственных потерь, утечек, сведение балансов мощностей, информационное обеспечение производства;
- контроля состояния основного и резервного оборудования, защит, выключателей;
- регистрации последовательности срабатывания защит, перекоса и обрыва фаз, перетоков;
- учет электроэнергии на границах балансовой принадлежности;
- формирование сводных отчетных документов в соответствии с действующими нормативами ПАО «Газпром».

Литература

1. Рожкова Л. Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: учебник для техникумов. — 4-е изд., стер. — Екатеринбург: АТП, 2015. — 648 с.: ил.
2. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие/ Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков: учебное пособие / — Санкт-Петербург: БХВ-Петербург, 2013. — 607 с.: ил.

СТАБИЛИЗАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЙ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В НЕИЗОТЕРМИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ В.С. Коршунов

Научный руководитель – доцент А.В. Рудаченко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Проведение гидравлических испытаний (далее – испытания) как вновь построенных, так и уже находящихся в эксплуатации магистральных нефтепроводов является неотъемлемой составляющей работ по обеспечению их надежности и безопасности. При проведении испытаний обычно используют воду, при этом основными контролируруемыми параметрами являются: давление в испытуемом участке трубопровода, объем закаченной воды и её температура. Неизотермические условия обуславливают колебания температуры стенки трубопровода и воды, что приводит к изменению объемов трубопровода и закаченной воды и давления в испытуемом участке. Стабилизация испытательного давления позволит решить проблему достоверности и точности испытаний.

Согласно [1] и [5] продолжительность гидравлических испытаний, которые включают в себя испытания на прочность и герметичность, может составлять до 52 часов. В течение столь продолжительного промежутка времени могут произойти существенные колебания параметров испытаний по отношению к начальному моменту времени. Для оценки зависимости изменения давления в испытуемом участке трубопровода от температуры закаченной воды были проанализированы методики, указанные в отечественных и зарубежных руководящих документах и государственных стандартах.

В руководящем документе ОАО «АК «Транснефть» [2] предлагается следующая методика расчета:

**СЕКЦИЯ 12. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ, АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ
НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**

$$\Delta P = \frac{\Delta t(\beta_1 - 2\alpha)}{\frac{D_0}{E\delta} + C} \Delta P = \frac{\Delta t(\beta_1 - 2\alpha)}{\frac{D_0}{E\delta} + C} \quad (1)$$

где $\Delta t = t_2 - t_1$ – изменение температуры испытательной жидкости, °С;
 t_1 – температура воды в трубопроводе в начале проведения испытания, °С;
 t_2 – температура воды в трубопроводе в конце проведения испытания, °С;
 β_1 – коэффициент температурного расширения воды, °С⁻¹;
 α – коэффициент расширения стали, °С⁻¹; $\alpha = 1,17 \cdot 10^{-5}$ °С⁻¹;
 D_0 – наружный диаметр трубопровода, мм;
 E – модуль упругости металла, МПа; $E = 2,1 \cdot 10^5$ МПа;
 δ – толщина стенки трубы, мм;
 C – коэффициент объемного сжатия воды, Па⁻¹; $C = 47,5 \cdot 10^{-11}$ Па⁻¹.
 Коэффициент β_1 зависит от температуры и вычисляется по формуле:

$$\beta_t \cdot 10^5 = \frac{-6,4286(t_2 - t_1) + 0,850975(t_2^2 - t_1^2) - 0,0067989(t_2^3 - t_1^3) + 0,00004(t_2^4 - t_1^4)}{t_2 - t_1}$$

$$\beta_t \cdot 10^5 = \frac{-6,4286(t_2 - t_1) + 0,850975(t_2^2 - t_1^2) - 0,0067989(t_2^3 - t_1^3) + 0,00004(t_2^4 - t_1^4)}{t_2 - t_1} \quad (2)$$

Для расчетов примем: $\delta = 20$ мм, $t_1 = 20$ °С, $t_2 = 21$ °С, $D_0 = 1220$ мм, тогда получим:

$$\Delta P = \frac{21,26 \cdot 10^{-5} - 2 \cdot 1,17 \cdot 10^{-5}}{\frac{1220}{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 20} + 47,5 \cdot 10^{-11}} = 247\,166 \text{ Па} = 247,2 \text{ кПа}$$

Если принять: $t_1 = 20$ °С, $t_2 = 22$ °С, то:

$$\Delta P = \frac{2 \cdot (21,66 \cdot 10^{-5} - 2 \cdot 1,17 \cdot 10^{-5})}{\frac{1220}{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 20} + 47,5 \cdot 10^{-11}} = 504\,784 \text{ Па} = 504,8 \text{ кПа}$$

Для сравнения воспользуемся методикой, предложенной в [3]:

$$\frac{\Delta P}{\Delta T} = \frac{\gamma - 3(1+\nu)\alpha \Delta P}{\frac{D}{E\delta}(1-\nu^2) + \frac{3}{B}} = \frac{\gamma - 3(1+\nu)\alpha}{\frac{D}{E\delta}(1-\nu^2) + \frac{3}{B}} \quad (3)$$

где γ – коэффициент температурного расширения воды, °С⁻¹; $\gamma = 220 \cdot 10^{-6}$ °С⁻¹;
 ν – коэффициент Пуассона; $\nu = 0,3$;
 α – коэффициент расширения стали, °С⁻¹; $\alpha = 1,17 \cdot 10^{-5}$ °С⁻¹;
 D – наружный диаметр трубопровода, мм;
 t – толщина стенки трубы, мм;
 B – коэффициент объемного сжатия воды, бар; $B = 22500$ бар;
 E – модуль упругости металла, бар; $E = 2,07 \cdot 10^6$ бар;
 Для расчетов примем: $D = 1220$ мм, $t = 20$ мм, тогда получим следующие результаты (см. табл.1).

Таблица 1

Оценка зависимости $\Delta P(\Delta T)$ согласно иранскому государственному стандарту [3]

$\Delta P(\Delta T)$		
ΔT	ΔP (бар)	ΔP (кПа)
1	2,4469	244,69
2	4,8938	489,38
3	7,3408	734,08
4	9,7877	978,77
5	12,2346	1223,46

Полученные по данной методике значения близки к значениям, рассчитанным по отечественной методике.

Таким образом, анализируя результаты, полученные по обеим методикам, можно сделать вывод о том, что давление в испытуемом участке трубопровода будет значительно изменяться вследствие изменения температуры испытательной жидкости.

Рассмотрим изменение объема испытательной жидкости в вышерассмотренном процессе. Вследствие повышения температуры объем воды увеличивается в результате теплового расширения. Эффект от этого процесса равнозначен закачке дополнительного объема воды в испытуемый участок трубопровода [4], что приводит к повышению давления. В [3] приводится методика расчета приращения объема трубопровода в зависимости от приращения давления:

$$\frac{\Delta V}{\Delta P} = V \left[\frac{D}{E \cdot t} (1 - \nu^2) + \frac{1}{B} \right] \frac{\Delta V}{\Delta P} = V \left[\frac{D}{E \cdot t} (1 - \nu^2) + \frac{1}{B} \right], \quad (4)$$

где ΔV – приращение объема испытательной жидкости, м³;

ΔP – приращение давления, бар;

V – объем закаченной воды в испытуемом участке трубопровода, м³;

Выразив из выражения (4) ΔP и подставив в (3), получим выражение для определения изменения объема испытательной жидкости при изменении температуры на 1 °С:

$$\Delta V = V[\gamma - 3(1 + \nu)\alpha] \Delta T = V[\gamma - 3(1 + \nu)\alpha] \Delta T, \quad (5)$$

Стабилизировать испытательное давление возможно путем дополнительной откачки/закачки объема воды, полученного на основании выражения (5) опрессовочными агрегатами, но их использование приведет к значительным энергетическим и трудовым затратам.

Другим вариантом решения проблемы стабилизации испытательного давления является создание технологической установки, которая бы автоматически на основании полученных данных об изменении температуры и соответствующем изменении объема компенсировала это изменение объема, тем самым достигая стабилизации давления.

Литература

1. ВСН 011-88 Строительство промысловых и магистральных трубопроводов. Очистка полости и испытание.
2. РД 23040.00 – КТН – 021 – 14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Испытания линейной части трубопроводов.
3. Iranian Petroleum Standards (IPS). Transportation pipeline pressure testing, 1st ed. Report no. IPS-C-PI-370(2). Ahwaz, Iran: National Iranian Oil Company; January 2010
4. Gray J.C. How temperature affects pipeline hydrostatic testing. Pipeline and Gas Journal August 1976; (203); Pp.26–30
5. ВН 39-1.9-004-98 Инструкция по проведению гидравлических испытаний трубопроводов повышенным давлением (метод стресс-теста).

ИЗМЕРЕНИЕ ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ЛЕСНЫХ ГОРЮЧИХ МАТЕРИАЛОВ БЛИЗИ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

С.С. Кралинова

Научный руководитель – к.ф.-м.н., ст. преподаватель А.О. Жданова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. Большинство нефте- и газопроводов Западной Сибири располагаются в лесных районах. Известно, что объекты по добыче нефти и газа относятся к объектам повышенной пожаро- и взрывоопасности [5]. На сегодняшний день охрана бореальной зоны от пожаров является актуальной во всем мире [1].

Выяснено, что важной составляющей при распространении стихийных пожаров являются не только физические аспекты процесса горения, но и химия стадий деструкции ЛГМ, а также кинетика пиролиза горючего материала [3, 4]. При этом опубликовано недостаточно данных по влиянию теплофизических свойств ЛГМ на процесс прекращения его термического разложения. Цель работы – изучение влияния теплофизических свойств ЛГМ на характеристики подавления их пламенного горения и термического разложения.

Материалы и методы исследований. В качестве ЛГМ был рассмотрен неживой компонент наиболее пожароопасных регионов России – Дальневосточного, Центрального и Сибирского Федеральных округов [2].

Для измельчения ЛГМ использовали быстроходную роторную мельницу Pulverisette (размер частиц составил около 200 мкм). Сделанные таким образом порошки исследуемых материалов при помощи гидравлического пресса спрессовывались в образцы цилиндрической формы. Для измерения теплофизических характеристик ЛГМ (коэффициент теплопроводности, удельная теплоемкость, Дж/(кг·К), коэффициент температуропроводности, см²/с) использовалась система DLF-1200 TA Instruments (рис. 1), принцип действия которой основан на оценке скорости распространения импульса тепла в толще образца.



Рис. 1. Схема установки для определения теплофизических характеристик веществ

СЕКЦИЯ 12. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ, АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Для проведения измерений обязательно наличие калибровочного образца, загружаемого в модуль термостата одновременно с тестируемыми образцами. В качестве калибровочного образца использовался материал с известными теплофизическими характеристиками – Ругех7740. Система DLF-1200 TA Instruments позволяет одновременно загружать в термостат один калибровочный и три тестируемых образца. Перед помещением в термостат для образцов ЛГМ определяются масса, высота, диаметр основания и плотность. Эти данные заносятся в программное обеспечение системы DLA-1200 TA Instruments.

Результаты. На рисунке 2 и 3 соответственно представлены полученные в результате экспериментальных исследований значения теплофизических характеристик для образцов Сибирского федерального округа (Томской области) и Дальневосточного федерального округа (город Владивосток) в диапазоне температур от 25 до 150 °С.

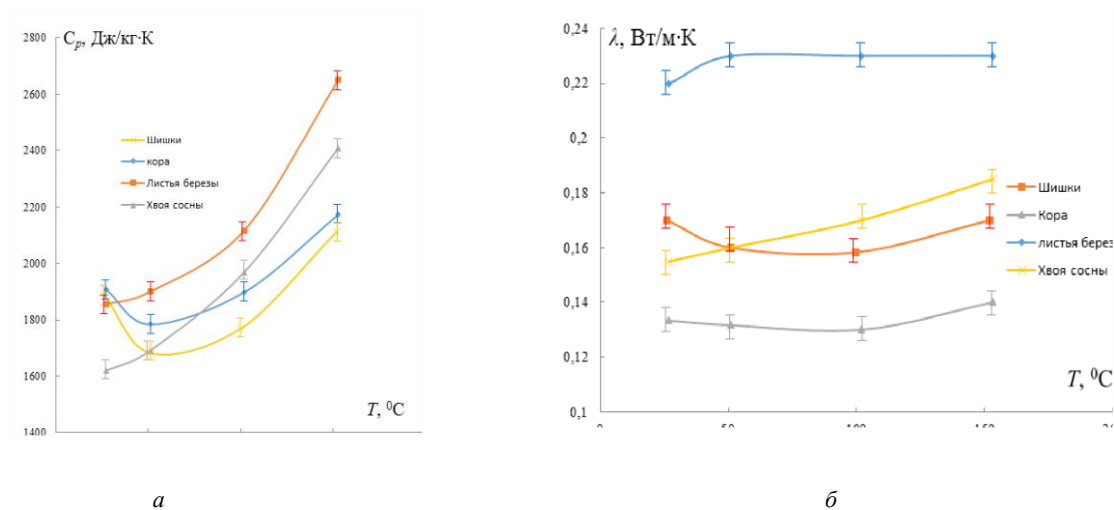


Рис. 2. Зависимость коэффициента удельной теплоемкости (а), теплопроводности (б), образцов хвоя сосны, листьев березы, шишек хвойных пород деревьев и коры от температуры

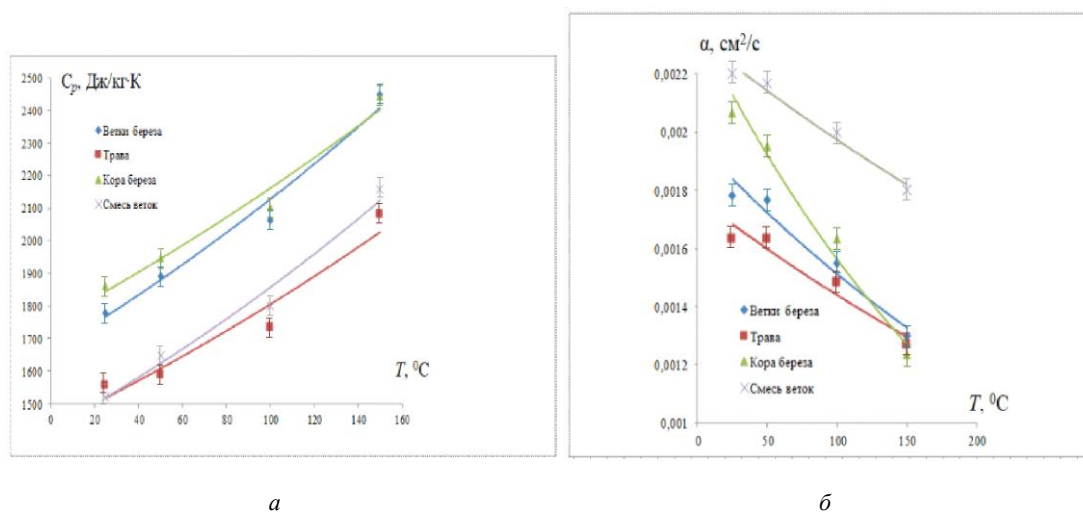


Рис. 3. Зависимость коэффициента удельной теплоемкости (а), температуропроводности (б), коры березы, травы, веток лиственных пород деревьев от температуры

Заметен (рис. 2 – рис.3) существенный рост удельной теплоемкости рассмотренных ЛГМ с ростом температуры. Анализ опубликованной литературы позволил установить удовлетворительную корреляцию полученных значений теплофизических характеристик. В таблице 1 приведены экспериментальные значения теплофизических характеристик.

Таблица 1

Теплофизические характеристики ЛГМ

	Тип ЛГМ	Экспериментальные данные в диапазоне температур 25-150 °С		
		λ , Вт/(м·К)	C_p , Дж/(кг·К)	α , см ² /с
Сибирский ФО	Хвоя сосны	0,15–1,18	1618–2409	0,0008-0,0007
	Листья березы	0,22–0,23	1856–2651	—
	Солома	0,15–0,17	1546,5–2103,33	0,0013-0,0012
	Ветки (50 % ветки березы, 50% ветки ели)	0,15–0,16	1546,5–2410,06	0,0011-0,0008
	Шишки	0,14–0,17	1681–2112	0,0009-0,00075
	Кора березы	0,12–0,14	1774–2173	0,001-0,0007
Дальневосточный ФО	Ветки березы	0,236–0,231	1779,33–2448,33	0,0018-0,0013
	Кора березы	0,3–0,25	1862,6–2441,8	0,002-0,0012
	Смесь веток (60% ветки ели, 40% ветки березы)	0,243–0,266	1520,23–2157,73	0,0022-0,0018
	Трава	0,213–0,216	1555,63–2079,56	0,0016-0,0013

Заключение. Проведенные экспериментальные исследования позволяют установить эффективные значения теплофизических свойств неживого компонента, что поспособствует развитию существующих и созданию новых прогностических моделей разложения и подавления реакции пиролиза в слоях лесного массива.

Исследование выполнено за счет гранта Президента РФ (проект МК-1684.2017.8).

Литература

1. Атлас риска пожаров на территории Российской Федерации – М.: ООО «Издательско-продюсерский центр»
2. Государственный доклад «О состоянии защиты населения и территорий Российской Федерации от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера в 2014 году». – М: МЧС России. ФГБУ ВНИИ ГОЧС (ФЦ), 2016.
3. Гришин А.М., Голованов А.Н. О потухании лесных горючих материалов при постоянных и переменных воздействиях потока инертного газа на зону горения // Физика горения и взрыва. – 2001. – Т. 37, № 5. – С. 75-80.
4. Гришин А.М., Зима В.П., Кузнецов В.Т., Скорик А.И. Зажигание лесных горючих материалов потоком лучистой энергии // Физика горения и взрыва. – 2002. – Т. 38, № 1. – С. 30-35.
5. Калашникова Т.В. Пожары при добыче нефти и газа // Актуальные проблемы гуманитарных и естественных наук. – 2017. – № 1-1. – С. 66–69.

ЭФФЕКТИВНЫЕ УСЛОВИЯ ОХЛАЖДЕНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ КОРПУСОВ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ НЕОДНОРОДНЫМИ ЖИДКОСТЯМИ

Г.В. Лаврентьев, М.В. Пискунов, Н.А. Хомутов

Научный руководитель – профессор П.А. Стрижак

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение

В настоящее время в мире проводится огромное количество исследований, посвященных изучению способов достижения значительной интенсификации процессов теплообмена. Существует общепринятая классификация, включающая активные и пассивные методы интенсификации теплообмена [1]. Пассивные методы являются широко используемыми, поскольку более экономически целесообразны и доступны, а также практически не требуют вмешательства внешних сил. Данное исследование выполнено в рамках одного из пассивных методов интенсификации теплообмена, обусловленного экспериментальным и теоретическим изучением поведения жидкостей с добавлением инородных твердых включений при нагреве. В последние годы, результаты исследований (например, [2]) показывают, что жидкости с твердыми примесями имеют, как правило, теплофизические характеристики, наиболее подходящие при утилизации избыточной теплоты. В связи с этим появляется значительный интерес в отношении высокотемпературных технологий в нефтегазовой, нефтехимической и энергетической отраслях промышленности. Получение достоверных результатов экспериментальных исследований фазовых превращений жидкостей с добавлением твердых включений при высоких температурах характеризуется высокой научной значимостью, а, кроме того, результаты экспериментов особо востребованы при проведении прогностического моделирования рассматриваемых процессов.

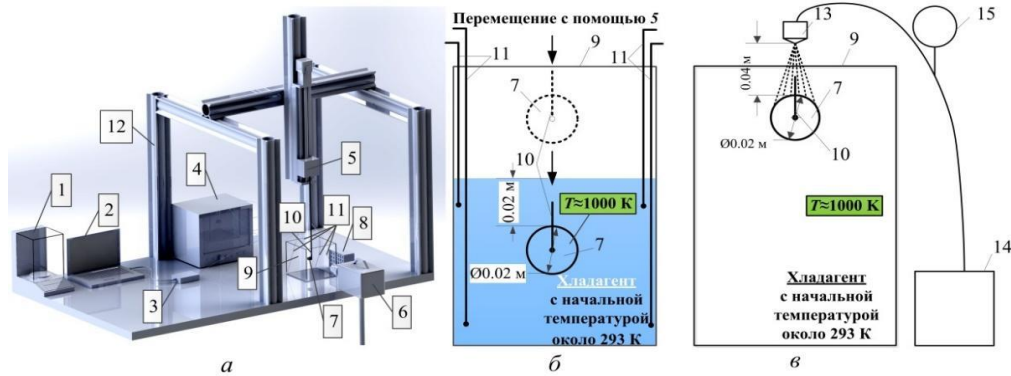


Рис. 1. Схема экспериментального стенда (а) и области исследований (б): 1 – аналитические весы; 2 – ПК; 3 – устройство сбора данных; 4 – регистратор температуры; 5 – механизированное координатное устройство; 6 – высокоскоростная видеокамера; 7 – металлический шар; 8 – светодиодный прожектор; 9 – резервуар для хладагента; 10 – термоэлектрический преобразователь (измерение температуры внутри металлического образца); 11 – термоэлектрические преобразователи, регистрирующие изменение температуры хладагента в резервуаре; 12 – алюминиевый каркас; 13 – форсунка; 14 – баллон; 15 – манометр

Цель настоящей работы – экспериментальное изучение закономерностей фазовых превращений неоднородных жидкостей при охлаждении сильно нагретых металлических шаров в большом объеме и при их спрейном охлаждении с применением высокоскоростной видеорегистрации.

Экспериментальный стенд и методы исследований

На рис. 1 представлена схема экспериментального стенда и области исследований.

Проведены экспериментальные исследования интенсивного охлаждения стальных шаров ($d \approx 20$ мм), разогретых до температуры 700 К или 1000 К, в емкости объемом $0,003 \text{ м}^3$ с различными видами хладагентов: водопроводная вода, морская вода, суспензия глины с массовой концентрацией 0,5 % и графита с массовой концентрацией 1 %. Металлические шары 7 нагревались с помощью газовой горелки. Мониторинг и регистрация изменений температуры объектов (температуры шара 7, начальных температур хладагентов в баллоне 14, температур хладагентов в резервуаре 9) выполнялись термоэлектрическими преобразователями 10, 11. Погружение в объем хладагента проводилось посредством координатного устройства 5. Процессы тепломассопереноса, протекающие на поверхности разогретого шара 7 при контакте с жидкостью, анализировались с использованием средств высокоскоростной видеорегистрации 6. Обработка данных производилась на ПК 2. По основным этапам методика выполнения экспериментов по спрейному охлаждению является аналогичной, однако, изменился способ взаимодействия хладагента с разогретой поверхностью шара. Применялась распылительная установка с фиксацией давления ($\sim 2 \cdot 10^5$ Па) в баллоне с хладагентом при распыле, расстояния от сопла форсунки до верхней точки металлического шара ($\sim 0,04$ м). При распылении суспензий установлен размер твердых частиц (менее 50 мкм, размер напрямую зависит от характеристик форсунки и режима работы распылительной системы), которые способны проходить через сопло форсунки в распыленном потоке; размер распыленных капель 50–55 мкм.

Результаты исследований и их обсуждение

В исследовании установлена возможность эффективного снижения температуры разогретых ($T \approx 1000$ К) стальных шаров при охлаждении в большом объеме водных растворов солей и суспензий глины или графита, а также при их спрейном охлаждении рассмотренными суспензиями.

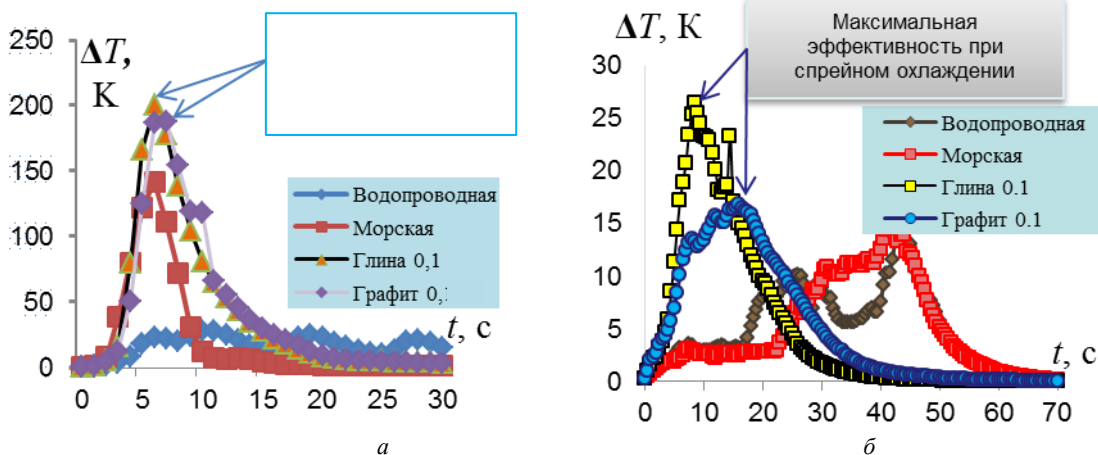


Рис. 2. Динамика охлаждения (а – в большом объеме; б – спрейное охлаждение) шара из стали 20X13 однородными и неоднородными жидкостями. В легенде указаны типы используемых хладагентов: водопроводная и морская вода, суспензии глины и графита с массовой концентрацией 0,1%

Результаты анализа динамики охлаждения стальных шаров в большом объеме однородных и неоднородных жидкостей позволили установить возможность быстрого (в течение 10–15 с) эффективного снижения температуры металлического объекта при использовании суспензионных хладагентов (рис. 2, а). Для однородной жидкости максимальная эффективность охлаждения шара наблюдается по истечении более 30 с (тренд кривой охлаждения носит флуктуационный характер). Результаты экспериментов со спрейным охлаждением (рис. 2, б) имеют ряд отличительных особенностей в сравнении с данными при охлаждении шаров в большом объеме хладагента при схожих условиях проведения опытов. При охлаждении в большом объеме хладагента использование морской воды способствовало исключению режима пленочного кипения и, соответственно, более эффективной и быстрой утилизации избыточной теплоты, а в экспериментах при распылении наблюдался эффект «отскока» распыленных капель морской воды от нагретой поверхности в течение продолжительного времени (до 20–30 с). Эффект «отскока» капель условно соответствует режиму пленочного кипения в экспериментах в большом объеме хладагента. Как показывает анализ результатов опытов при выполнении эффекта «отскока», эффективность охлаждения значительно снижается. Основным результатом выполненного цикла экспериментов (охлаждение в большом объеме и спрейное охлаждение) является установление условия быстрого (максимальная утилизация тепловой энергии происходит в течение 5–15 с) охлаждения за счет использования суспензионных хладагентов.

Заключение

Установлено, что при использовании в качестве хладагента морской воды, а также суспензий глины и графита на поверхностях металлических шаров при погружении в жидкость отсутствует режим пленочного кипения, который является одной из главных причин снижения интенсивности теплоотвода от разогретых тел. Выполненные эксперименты позволили также установить возможность резкого снижения температуры сильно перегретых ($T \approx 1000$ К) стальных шаров при охлаждении спреями суспензионных хладагентов. Отметим целесообразность использования для экстренного аварийного охлаждения энергетического оборудования (в том числе используемого на атомных электрических станциях) водных растворов солей и суспензий.

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта Президента Российской Федерации (МД-1221.2017.8) и стипендии Президента Российской Федерации (СП-1049.2016.1).

Литература

1. Bergles A., Manglik R. Current progress and new developments in enhanced heat and mass transfer// Journal of Enhanced Heat Transfer. – 2013. – V. 20. – P. 1–15.
2. Barber J., Brutin D., Tadrist L. A review on boiling heat transfer enhancement with nanofluids//Nanoscale Research Letters. – 2011. – V. 6. – P. 1–16.

АВТОМАТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ МОБИЛЬНЫМИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ ОБЪЕКТАМИ

С.В. Мартова

Научный руководитель – доцент М.Д. Кац

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Газовые и нефтяные месторождения, как правило, находятся на большом расстоянии от стационарных источников энергоснабжения, что требует использования мобильных автономных энергетических объектов, обеспечивающих электрической и тепловой энергией производственные объекты и временные поселки. В настоящее время таковыми являются передвижные электростанции и блочно-модульные котельные. Последние используются для выработки технологического пара и тепла.

Блочно-модульная котельная представляет собой контейнер (рис.1), в котором расположено технологическое оборудование и системы контроля и управления технологическими процессами.



Рис. 1 Схема блочно-модульной котельной [1]

СЕКЦИЯ 12. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ, АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Котельная (рис.1) состоит из водогрейного или парового котла, водоочистного, топливного, теплообменного и насосного и оборудования. В качестве топлива, как правило, используется газ, добываемый на месторождении.

Для минимизации обслуживающего персонала на блочно-модульных котельных все системы должны быть автоматизированы. Процесс управления котельной заключается в контроле и регулировании следующих параметров: давления газа перед горелками, давления воды на входе в котел, температуры и давления теплоносителя на выходе из котла с коррекцией по наружной температуре воздуха.

Также процесс управления заключается в приведении в действие систем аварийных защит при достижении предельных значений регулируемых параметров.

Целью настоящей работы явилась проектная разработка автоматизированной системы управления блочно-модульной котельной на базе современной аппаратуры контроля и управления.

Обзор и анализ современных технических средств показал, что применение интегрирующей управляющей аппаратуры на базе программируемых контроллеров позволит решить поставленные задачи.

Система автоматизации котельной реализуется на базе программируемого логического контроллера ОВЕН ПЛК 100, предназначенный для создания средних и малых систем автоматизации [2] в следующей комплектации (рис.2): программируемый логический контроллер ПЛК100.24.К-М; панель оператора ИП320; модули ввода аналоговых сигналов МВА8 и вывода дискретных сигналов МВУ8; блок питания БП30Б-Д3; датчики температуры ДТС3225-РТ100.В2 и ДТС125-50М. 2.60; датчики давления ПД100-ДИО.6-1,0.И.11; датчик влажности ПВТ 100-К1.2.И; расходомер РМ1.

В котельной устанавливается обычно 1-2 котла с одноступенчатыми или двухступенчатыми газовыми горелками. Теплоноситель циркулирует по внешнему и внутреннему (котловому) контурам отопления. Встроенная автоматика регулирует работу газовой горелки и поддерживает заданную температуру теплоносителя.

Контроль и управление котельной осуществляется при помощи автоматических систем, реализуемых в ПЛК100.24.К-М, реализуемых программным (язык программирования CODESYS).

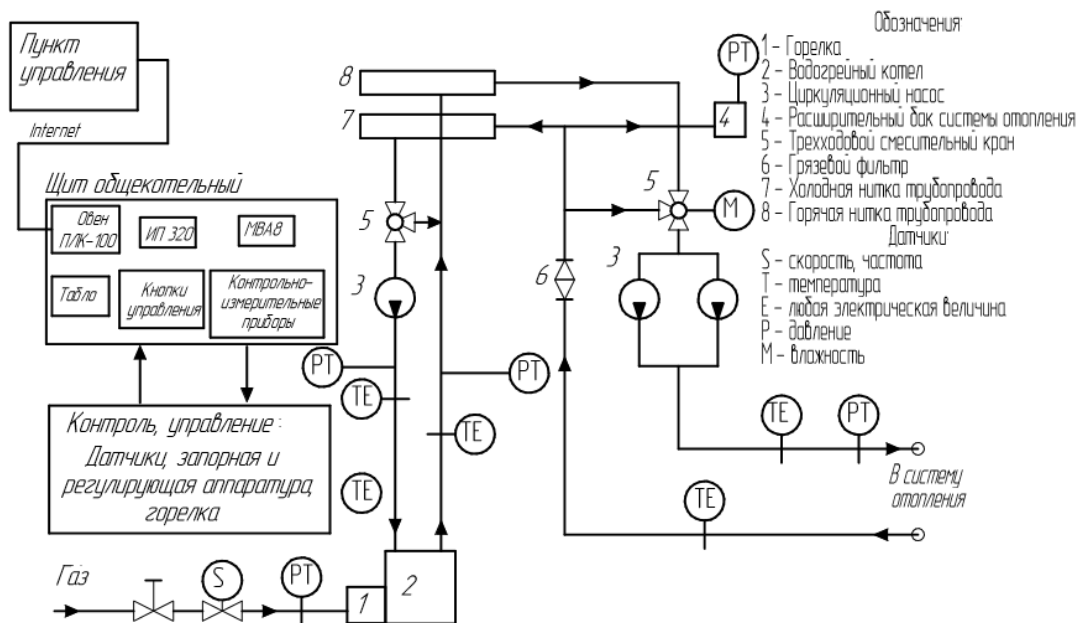


Рис. 2 Блок-схема системы автоматизации модульной котельной

Для управления модульной котельной спроектирован щит оператора, выполняющий следующие функции: постоянную диагностику состояния автоматики с выдачей соответствующих аварийных сигналов и блокировок; фиксацию очередности аварий.

На передней панели щита расположены панель оператора ИП320, сигнальные табло наличия напряжения, аварии, кнопки пуска и остановки котла. На отдельной панели установлены приборы контроля температуры и давления теплоносителя и давления газа.

Основная информация о состоянии котла выводится на операторскую панель ИП 320 и включает в себя: состояние элементов оборудования (вкл/выкл); режим работы АСР (автоматический/ручной); изменение уставок заданных значений регулируемых параметров. Система автоматического управления котла производит фиксацию основных параметров работы котла и вспомогательного оборудования, используемых для технико-экономических расчетов и анализа аварийных ситуаций. Для диспетчеризации газовой котельной предусмотрена передача данных через интерфейс Ethernet.

Спроектированная система управления мобильной модульной котельной характеризуется высокими показателями надежности. Эффект от ее внедрения будет заключаться в снижении затрат по эксплуатации, уменьшении количества обслуживающего персонала.

Литература

1. ООО «ЭНЕРГИЯ и КО» URL: <http://www.kip-energ.ru/blochno-modulnaja-kotelnaja>
2. Каталог продукции ОВЕН URL: <http://www.owen.ru/catalog>
3. Волошенко А. В., Горбунов Д. Б. Проектирование систем автоматического контроля и регулирования. – Томск: Изд. ТПУ, 2011. – 108 с.

ОБЗОР СИСТЕМ ВОЗБУЖДЕНИЯ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ

М.А. Мясина, Н.М. Космынина

Научный руководитель – доцент Н. М. Космынина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Система возбуждения предназначена для питания обмотки возбуждения турбогенератора (ТГ) постоянным током и его регулирования в нормальных и аварийных режимах [9].

Системы возбуждения по автономности их режима работы делятся на следующие виды:

- системы независимого возбуждения, работа которых не зависит от напряжения генератора или сети;
- системы самовозбуждения, режим работы которых зависит от напряжения генератора или сети.

К первому виду относятся все электромашинные возбудители постоянного и переменного тока, соединенные с валом возбуждаемой синхронной машины. Ко второму виду относятся системы возбуждения, получающие питание от выводов генератора через специальные трансформаторы [2].

К системам независимого возбуждения относятся (рис. 1) [2]:

электромашинные системы, в которых в качестве возбудителя используется генератор постоянного тока, устанавливаемый на одном валу с ротором возбуждаемого ТГ;

высокочастотная система возбуждения, в которой используется в качестве возбудителя генератор переменного тока повышенной частоты (индукторного типа) с неуправляемым диодным выпрямителем;

бесщеточная система возбуждения с обратимым генератором переменного тока и вращающимся неуправляемым (диодным) или управляемым (тиристорным) преобразователем;

тиристорная система независимого возбуждения (СТН) с возбудителем в виде вспомогательного синхронного генератора промышленной частоты и тиристорного преобразователя.

К системам самовозбуждения относятся тиристорные системы самовозбуждения (СТС), в которых применяют трансформаторы и управляемые тиристорные преобразователи [10].

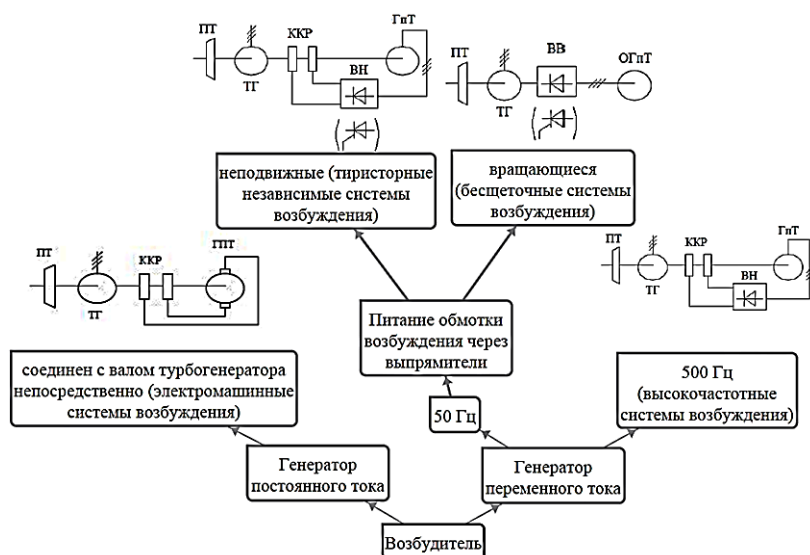


Рис. 1 Классификация систем независимого возбуждения (по возбудителю) [9]:

ПТ – приводная турбина; ТГ – турбогенератор; ККР – контактные кольца ротора; ГПТ – генератор постоянного тока; ГТ – генератор переменного тока; ОГТ – обратимый генератор переменного тока, ВВ – выпрямитель неподвижный; ВВ – выпрямитель вращающийся)

Отечественные турбогенераторы изготавливаются в настоящее время на следующих заводах [11]:

- ПАО НПО «ЭЛСИБ» г. Новосибирск [7];

СЕКЦИЯ 12. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ, АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

- Харьковский завод «Электротяжмаш» [3];
- Лысьвенский турбогенераторный завод, г. Лысьва [4];
- Сибирский завод тяжелого машиностроения «Сибэлектротяжмаш», г. Новосибирск [8];
- ОАО «Электросила», г. Санкт-Петербург [6];
- ОАО «Новая Сила», г. Санкт-Петербург [5].

В таблице 1 скомпонованы типы систем возбуждения турбогенераторов по заводам-изготовителям на основании каталогов электротехнической промышленности [11].

Требования к системам возбуждения [1]:

- быстродействие (номинальная скорость нарастания напряжения возбуждения при внезапном коротком замыкании в сети должна быть не менее 2 отн. ед/с);
- кратность форсировки (по напряжению и по току не менее 2);
- перегрузочная способность (длительность форсировки при двукратном номинальном токе: 50 с – для ТГ с косвенной системой охлаждения, 20 с – для ТГ с непосредственным охлаждением, 15 с – для ТГ мощностью 800 и 1000 МВт, 10 с – для ТГ мощностью 1200 МВт);
- надежность.

Таблица 1

Типы систем возбуждения турбогенераторов по заводам-изготовителям

Тип турбогенератора	Завод-изготовитель	Система возбуждения	Ограничение по мощности
ТВФ	ПАО НПО «ЭЛСИБ»; Харьковский завод «Электротяжмаш»; Лысьвенский турбогенераторный завод; Сибирский завод тяжелого машиностроения «Сибэлектротяжмаш»; ОАО «Электросила»	СТС	63-110 МВт
ТВВ	Харьковский завод «Электротяжмаш»; Лысьвенский турбогенераторный завод; Сибирский завод тяжелого машиностроения «Сибэлектротяжмаш»; ОАО «Электросила»	СТС или СТН	160-800 МВт
	ОАО «Электросила»	Бесщеточная	1000-1200 МВт
ТГВ	Харьковский завод «Электротяжмаш»;	СТС или СТН или бесщеточная	220-500 МВт
Т	ПАО НПО «ЭЛСИБ»;	СТС или бесщеточная	6-25 МВт
ТЗВ	ОАО «Электросила»	СТС	220 МВт
	ОАО «Новая Сила»	СТС	63-400 МВт
		СТН	540-1500 МВт
ТВМ	ПАО НПО «ЭЛСИБ»;	СТС	110-500 МВт
ТВН	ПАО НПО «ЭЛСИБ»;	СТС	320 МВт

По таблице 1 видно, что наиболее распространенной является тиристорная система возбуждения. Также можно сделать вывод, что статическая тиристорная система применяется для турбогенераторов любых мощностей (таблица 2) типа ТВМ, ТВН, ТЗВ, ТГВ, ТВФ, Т; бесщеточная система возбуждения – для типов Т, ТГВ; статическая тиристорная система независимого возбуждения – для типа ТГВ.

Литература

1. ГОСТ 21558-2000. Системы возбуждения турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов. Общие технические условия.
2. Коротков В.Ф., Автоматическое регулирование в электроэнергетических системах [Электронный ресурс: учеб. – Электрон. дан. – Москва: Издательский дом МЭИ, 2013. – 416 с. – Режим доступа: <https://e.lanbook.com/book/72193>.
3. Официальный сайт завода «Электротяжмаш» [Электронный ресурс] – Харьков, 2015. – Режим доступа: <http://spetm.com.ua/>
4. Официальный сайт Лысьвенского турбогенераторного завода [Электронный ресурс] – Лысьва, 2016. – Режим доступа: <http://privod-lysva.ru/>
5. Официальный сайт ОАО «Новая сила» [Электронный ресурс] – Санкт-Петербург, 2017. – Режим доступа: <http://lez.ru/http://lez.ru/>
6. Официальный сайт ПАО «Силовые машины» [Электронный ресурс] – Санкт-Петербург, 2017. – Режим доступа: <http://www.power-m.ru/>
7. Официальный сайт ПАО НПО «ЭЛСИБ» [Электронный ресурс] – Новосибирск, 2016. – Режим доступа: <http://elsib.ru/ru/>

8. Официальный сайт Сибирского завода тяжелого машиностроения «Сибэлектротяжмаш» [Электронный ресурс] – Новосибирск, 2016. – Режим доступа: <http://elsib.ru/ru/>
9. Режимы электрооборудования электрических станций: учебное пособие / В. И. Ветров, Л. Б. Быкова, В. И. Ключенович. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2010. – 243 с.
10. Старшинов В. А. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебное пособие по курсу "Электроэнергетика и электротехника" / В. А. Старшинов, М. В. Пираторов, М. А. Козина; ред. В. А. Старшинов. – М.: Изд-во МЭИ, 2015 .
11. Указатель "Каталоги и справочники по электротехнике" 01.01.2010 г.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ИНИЦИИРОВАНИЯ ГОРЕНИЯ ГЕЛЕОБРАЗНОГО ТОПЛИВА ГОРЯЧЕЙ ЧАСТИЦЕЙ

А.Г. Нигай

Научный руководитель – доцент, Д.О. Глушков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

В последние годы на развитие ракетно-космической отрасли влияют перспективы освоения космоса. Одним из таких направлений является разработка новых видов топлив, например гелеобразных, и способов инициирования их горения, в частности кондуктивный подвод энергии частицами малого размера нагретыми до высоких температур.

Изучение закономерностей зажигания и горения гелеобразного топлива [1] играет важную роль для реализации перспективных программ по освоению дальнего космоса. Такое топливо по сравнению с твердыми конденсированными веществами имеет более высокие энергетические характеристики, в частности удельный импульс 300–350 секунд тяги при усилии в 1 кг на 1 кг горючего. Вследствие высокой реакционной способности горючего компонента и окислителя, входящих в состав топлива, предъявляются повышенные требования к условиям его хранения, в частности, близкой к криогенным значениям температуры окружающей среды. Одним из этапов программы освоения дальнего космоса является вывод на околоземную орбиту и формирование группировки аппаратов с баками гелеобразного топлива. Температура среды на околоземной орбите составляет около 100 К. В таких условиях отсутствует необходимость в создании специальных условий для хранения гелеобразного топлива, связанных с энергозатратами на поддержание температурного режима, которые в атмосфере Земли являются существенными.

Целью данной работы является исследование условий и характеристик зажигания типичного гелеобразного топлива при локальном нагреве источником ограниченного теплосодержания.

Экспериментальные исследования выполнены в рамках методики [2–3]. В каждом эксперименте керамическая трубка муфельной печи (рис. 1) прогревалась до заданной температуры. Ее контроль осуществлялся интегрированной в печь платина-платинородиевой термопарой.

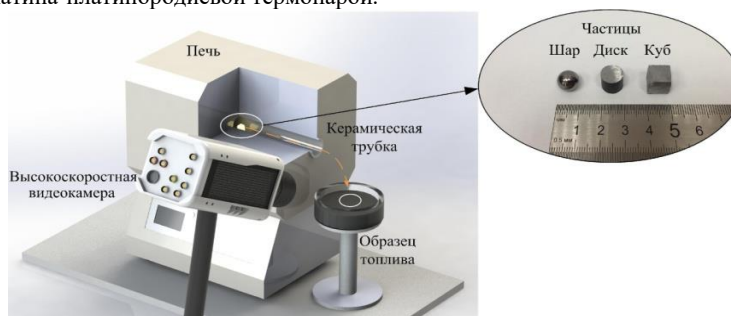


Рис. 1. Схема экспериментального стенда

После стабилизации температуры в печи металлическая частица помещалась в центр керамической трубки (рис. 1). Контроль температуры частицы осуществлялся хромель-алюмелевой термопарой. После равномерного прогрева металлической частицы она сбрасывалась с высоты не более 50 мм на образец топлива. Диаметр его поверхности составлял около 25 мм, толщина слоя топлива – около 10 мм. Процессы, протекающие в течение индукционного периода, регистрировались высокоскоростной видеокамерой Phantom V411.

В качестве источников зажигания использовались стальные частицы: шар диаметром $d_p=10$ мм. Начальная температура частиц T_p составляла около 1300 К. В качестве модельного гелеобразного топлива использовалась тяжелая нефть Герасимовского месторождения Томской области. При температуре менее 300 К нефть находится в гелеобразном состоянии, при температуре более 300 К – в жидком.

Основная характеристика исследуемого процесса – время задержки зажигания t_d определялось по результатам анализа видеозаписей. Значение этого параметра соответствовало промежутку времени от установления контакта локального источника нагрева с поверхностью топлива до момента появления пламени в окрестности металлической частицы. Для оценки случайных погрешностей результатов измерений t_d эксперименты повторялись не менее 5 раз при идентичных условиях.

Выполненные экспериментальные исследования позволили установить закономерности и характеристики исследуемого процесса. В начальный момент времени горячая металлическая частица (температура более 1000 К)

расположена на поверхности топлива. Температура последнего составляет около 250 К. Приповерхностный слой топлива прогревается за счет энергии источника в результате кондуктивной теплопередачи. В окрестности границы контакта топлива с горячей частицей реализуется два эндотермических фазовых перехода – плавление и испарение. В течение быстропротекающего индукционного периода металлическая частица погружается в приповерхностный слой гелеобразного топлива на 0,5–1 мм. Продукты испарения поступают в газовую среду. В окрестности локального источника энергии формируется горячая смесь. Дополнительный прогрев газовой смеси происходит в условиях ее движения вдоль боковых граней горячей частицы. Газофазное загорание (рис. 2) реализуется при достижении предельных температур и концентраций компонентов смеси.

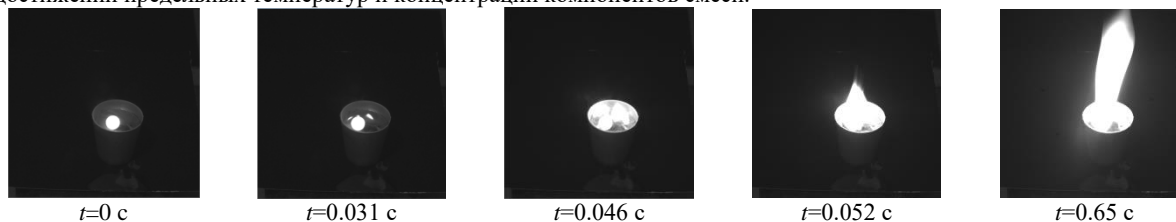


Рис. 2. Кадры видеозаписи загорания типичного гелеобразного топлива стальным шаром радиусом 10 мм при начальной температуре 1200 К

В результате инициирования процесса горения выделяется дополнительная энергия. Прогрев гелеобразного топлива в окрестности границы контакта с металлической частицей интенсифицируется. Пламя распространяется по поверхности топлива. Процесс горения протекает до полного выгорания образца. Для анализа закономерностей загорания топлива регистрировались характеристики только устойчивых процессов инициирования, переходящих в стационарное горение. Считалось, что загорание топлива устойчиво, если горение (видимое пламя) длилось не менее 5 с.

На рис. 3 приведены зависимости времени задержки загорания гелеобразного топлива от начальной температуры локального источника энергии.

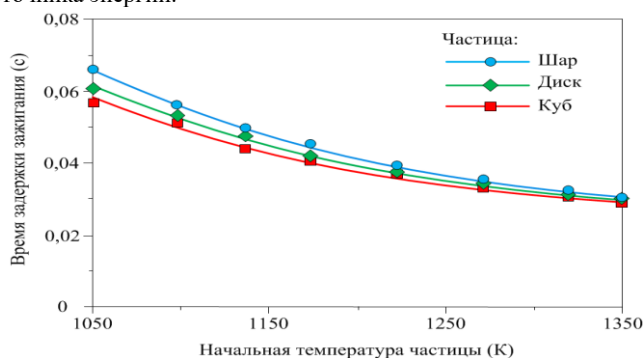


Рис. 3. Времена задержки загорания гелеобразного топлива в зависимости от начальной температуры стальной частицы

Зависимости $t_d=f(T_p)$ имеют близкий к линейному характер при варьировании начальной температуры горячей частицы в достаточно широком диапазоне $T_p=1050-1350$ К. Результаты выполненного исследования позволяют сделать вывод, что основной характеристикой процесса загорания гелеобразного топлива при локальном нагреве является минимальная температура частицы, необходимая для инициирования процесса горения. Установлено, что для рассматриваемого модельного топлива $T_p^{\min}=1050$ К. Увеличение размеров и начальной температуры локального источника энергии при превышении пороговых условий для загорания топлива несущественно влияет на снижение времени задержки загорания (рис. 3). Относительно высокое значение T_p^{\min} можно объяснить следующим. При тепловом контакте локального источника энергии с гелеобразным топливом его загоранию предшествуют стадии инертного прогрева, плавления и испарения горючей жидкости. При прогреве приповерхностного слоя топлива в окрестности границы контакта с металлической частицей, а также протекании эндотермических фазовых превращений происходит достаточно существенное охлаждение источника ограниченного теплосодержания. В условиях $T_p < 1050$ К его энергии недостаточно для прогрева и инициирования горения парогазовой смеси.

Литература

1. Rahimi S., Peretz A., Natan B. On shear rheology of gel propellants // Propellants, Explosives, Pyrotechnics. 2007. Vol. 32, No. 2. P. 165–174.
2. Захаревич А.В., Кузнецов В.Т., Кузнецов Г.В., Максимов В.И. Загорание модельных смесевых топливных композиций одиночной, нагретой до высоких температур частицей // Физика горения и взрыва. 2008. Т. 44, № 5. С. 54–57.
3. Nigay A.G., Gal'chenko N.K., Medvedev V.V., Sivkov D.S. Conditions and Characteristics of Coal Water Slurry Containing Petrochemicals Ignition by Hot Particle // MATEC Web of Conferences. – 2016. – Vol. 72 : Heat and Mass

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРОЙ В КЛИМАТИЧЕСКОЙ КАМЕРЕ НА БАЗЕ ПЛК ЭЛСИ-ТМК

А.Г. НигаЙ

Научный руководитель – доцент, Д.О. Глушков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

Исследование свойств материалов в климатических камерах является актуальным направлением, которое активно применяется в производстве на этапе испытания изделия [1].

Разработанная система представляет собой экспериментальный стенд. В масштабах лабораторной модели климатической камеры будут использоваться для механического передвижения изделия и заслонки камеры шаговые двигатели.

Климатическая камера для контроля и управления температурой является автоматизированной системой. Управление всеми процессами осуществляется при помощи микропроцессорной техники.

Управление климатической камерой осуществляется при помощи программируемого логического контроллера. Создание алгоритмов управления технологическим процессом происходит в специальной программной среде «Codesys» на одном из выбранных специализированном языке программирования.

Для визуализации автоматизированной системы используется программный пакет по диспетчеризации и сбору данных SCADA Infinity.

В данной работе разрабатывается экспериментальный стенд, который имитирует процесс работы нагревательной климатической камеры.

В качестве лабораторной модели климатической камеры выступает трубчатая печь, в которую помещается изделие для прохождения различных температурных режимов. Также в объект управления входят два исполнительных механизма, один из которых отвечает за загрузку изделия в камеру и выгрузку его обратно, а другой открывает и закрывает заслонку камеры. Исполнительные механизмы представляют собой униполярные шаговые двигатели. Выбор на шаговых двигателях остановлен в связи с тем, что они малоинерционны.

Вал механизма электрического однооборотного (МЭО) при помощи сочленения связан с лабораторным автотрансформатором (ЛАТР). ЛАТР в свою очередь представляет собой прибор для регулирования силы тока и его напряжения. В нашем случае ЛАТР будет использоваться для увеличения (уменьшения) подаваемого напряжения к трубчатой климатической камере через нихромовую проволоку. От величины напряжения зависит температура камеры, а, следовательно, и температура помещенного в камеру изделия. Дистанционный показатель положения (ДУП) служит для информации о положении вала МЭО. Управляющие напряжения для МЭО формирует пускатель (ПБР).

Для измерения температуры изделия в качестве первичного преобразователя используем термопару градуировки ХА, так как измеряемая температура изделия будет достигать 300 °С.

Заслонка камеры соединена с шаговым двигателем при помощи червячной передачи, которая позволяет достигнуть наиболее точного перемещения заслонки в момент закрытия (открытия). Для фиксирования того момента, когда заслонка камеры, либо нагреваемое изделие достигнут своего крайнего положения, используются концевые выключатели.

Экспериментальная модель автоматизированной системы контроля и управления температурой в климатической камере представлена на рисунках 1-2.



Рис. 1. Климатическая камера

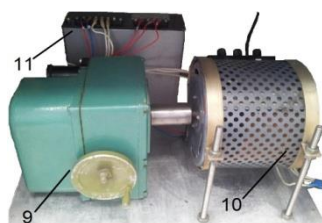


Рис. 2. Средства для регулирования температуры в климатической камере

Описание системы управления:

Управление процессами нагрева изделия в климатической камере будет осуществляться при помощи программируемого логического контроллера «Элси-ТМК» и прочих приборов автоматики, расположенных в шкафу автоматизации, который разработан для управления технологическим объектом. Благодаря этому возможно осуществление нагрева изделий в климатической камере с автоматизированного рабочего места.

Объект автоматизации размещен на металлической стойке. Основным элементом объекта автоматизации присвоены следующие цифровые обозначения: 1 – керамическая трубка, имитирующая климатическую камеру; 2 – шаговый двигатель, отвечающий за загрузку и выгрузку изделия из климатической камеры; 3 – шаговый двигатель, отвечающий за открытие и закрытие заслонки климатической камеры; 4 – нагревательный элемент – нихромовая проволока; 5 – концевой выключатель, сигнализирующий о загрузке изделия в климатическую камеру; 6 – концевой выключатель, сигнализирующий о выгрузке изделия из климатической камеры; 7 – концевой выключатель, сигнализирующий о закрытии заслонки климатической камеры; 8 – концевой выключатель, сигнализирующий об открытии заслонки климатической камеры; 9 – механизм электрический однооборотный; 10 – лабораторный автотрансформатор; 11 – пускатель бесконтактный реверсивный.

Для проверки работы разработанной автоматизированной системы исследовано изменение температуры в климатической камере в зависимости от положения вала МЭО и времени нагрева.

Для проведения первого эксперимента использовался ручной режим работы системы. Положение вала исполнительного механизма оценивалось по дистанционному указателю положения (ДУП-М). Значения температуры в климатической камере фиксировались при помощи автоматизированного рабочего места. Регистрация значений температуры в климатической камере проводилась при изменении положения вала исполнительного механизма (МЭО) от 0 до 100 % с шагом 5 %. Полученные экспериментальным путем значения температуры в климатической камере представлены на рисунке 3.

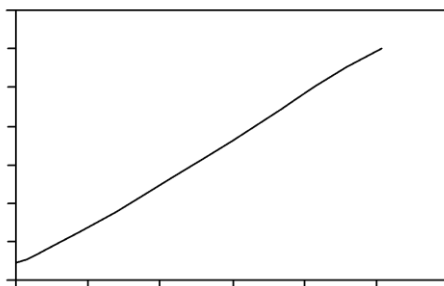


Рис. 3. Изменение температуры в климатической камере в зависимости от положения вала исполнительного механизма

Также, проводилось исследование изменения температуры в зависимости от времени нагрева. Положение выходного вала установлено на 30 %. После того как температура в климатической камере установится вручную выкручивается вал исполнительного механизма в сторону «больше» до предела. Зарегистрированные данные об изменении температуры в климатической камере в зависимости от времени нагрева представлены на рисунке 4.

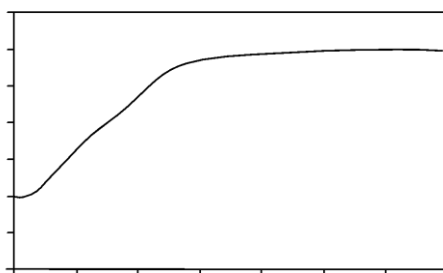


Рис. 4. Изменение температуры в климатической камере в зависимости от времени нагрева

В результате экспериментов была проверена работоспособность разработанной системы. Данная система готова к проведению исследований по нагреву различных изделий в климатической камере.

Заключением проделанной работы является разработанная автоматизированная система контроля и управления температурой в климатической камере, представленная в виде экспериментального стенда.

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта РФФИ (проект 18-38-00028).

Литература

1. Нигай А. Г. Система автоматического управления климатической камерой // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 130-летию со дня рождения профессора М.И. Кучина, Томск, 3-7 Апреля 2017. - Томск: ТПУ, 2017 - Т. 2 - С. 197-199.

ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ИНДИКАТОРОВ СЖИГАНИЯ СУСПЕНЗИОННЫХ УГОЛЬНЫХ ТОПЛИВ С ПРИМЕСЬЮ ПЕРСПЕКТИВНЫХ РАСТИТЕЛЬНЫХ КОМПОНЕНТОВ

Г.С. Няшина

Научный руководитель – д.ф.-м.н., профессор исследовательской школы физики высокоэнергетических процессов П.А. Стрижак

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Человечество в результате своей жизнедеятельности оказывает значительное влияние на состояние окружающей среды. Особую опасность представляет высокий уровень загрязнения атмосферы в результате выбросов промышленными объектами и автомобильным транспортом отравляющих веществ [1,12].

Угольные, нефтяные и газовые электростанции являются основными источниками электроэнергии во всем мире [4,10]. Конечно, существуют альтернативные источники энергии, такие как солнечные, ветровые и гидроэлектростанции, однако, они способны покрыть лишь небольшой процент от всего спроса на электроэнергию большинства стран. В настоящее время около 90% энергии вырабатывается путем сжигания ископаемого топлива, и только около 10% производится из возобновляемых источников энергии [4,10]. Широкое использование ископаемого топлива привело к глобальному загрязнению окружающей среды и изменению климата, а также к проблемам экологической деградации и опасности для здоровья и жизни людей [4,10].

Для снижения экологической нагрузки на окружающую среду сегодня проводится большое количество исследований в направлении смешения растительного и угольного топлива [5,8]. Преимущества совместного сжигания угольного топлива с растительной биомассой для производства энергии заключаются в использовании возобновляемых источников энергии с низким уровнем затрат и риска, вовлечении в процессы генерации энергии неиспользуемых отходов, сокращении выбросов в атмосферу, увеличении занятости в местных районах и снижении внешних факторов, связанных со сжиганием ископаемых видов топлив [5,8].

Одним из перспективных направлений совместного использования растительного топлива и угля является создание на их основе композиционных жидких (КЖТ), водоугольных (ВУТ) и органоводоугольных (ОВУТ) топлив, внедрение которых обеспечит сбережение энергетических и материальных ресурсов, а также окружающей среды [2,6,11]. В качестве угольной горючей составляющей могут использоваться низкосортные угли, угольные шламы и отсева, отходы углеобогачительных фабрик (фильтр-кеки), применение которых является наиболее эффективным и экологически чистым методом утилизации тонких угольных шламов угледобывающих и углеперерабатывающих предприятий [2,6,11].

Цель настоящей работы – экспериментальное определение влияния растительных добавок в виде соломы, отходов подсолнечника и водорослей на концентрации антропогенных выбросов при сжигании суспензионных угольных топлив, приготовленных на основе отходов угле – и нефтепереработки.

Для оценки количества газообразных выбросов, образующихся при горении углей, отходов углеобогащения, а также перспективных суспензий ВУТ и ОВУТ, использовался стенд, аналогичный представленному в [2]. Основными элементами экспериментальной установки являются камера сгорания, представляющая собой трубчатую муфельную печь, и газоанализатор (измерительные каналы: O₂ (диапазон 0–21%, доп. погрешность 0,1 %), CO (диапазон 0–10000 ppm, доп. погрешность 100 ppm), CO₂ (диапазон 0–20 %, доп. погрешность 0,1 %), NO_x (диапазон 0–2000 ppm, доп. погрешность 10 ppm), SO_x (диапазон 0–2000 ppm, доп. погрешность 10 ppm)). Применение муфельной печи обеспечивает возможность создания воздушной среды с широким диапазоном температур (700–1000 °C) [2].

На рис. 1 представлены концентрации основных антропогенных выбросов (SO_x, NO_x), образующиеся при сжигании, водоугольного (фильтр-кек) топлива в сравнении с органоводоугольными суспензиями (с дополнительными растительными примесями) и углем в чистом виде.

Экспериментально установлено, что за счет присутствия частиц водорослей и подсолнечника в суспензиях ОВУТ, снижаются концентрации газообразных выбросов SO_x (Fig. 1a.). В процессе термохимической конверсии (сжигания) высвобождаются соединения щелочных и щелочноземельных металлов, присутствующих в большом количестве в растительных отходах [3,7,9]. Данные соединения вступают в реакции с окислами серы (например, 2CaO+2SO₂+O₂=2CaSO₄) и образуются вещества, которые остаются в угольной золе и вносят вклад в реакции удержания серы за счет абсорбции серного газа. Добавка 10% измельченной соломы также способствовала значительному снижению окислов серы в диапазоне температур от 700 до 850 °C, на данном интервале концентрации SO_x не превышают 60 ppm. В области высоких температур (более 900 °C) наблюдается резкое повышение концентраций до уровня 130 ppm, что сопоставимо с выбросами, образующимися при сгорании ОВУТ без растительной добавки.

На рисунке 1б проиллюстрировано положительное влияние присутствия 10% частиц соломы или подсолнечника в суспензиях ОВУТ на процессы формирования окислов азота при их сжигании. Концентрации выбросов NO_x для обоих составов очень близки, разница в значениях лежит в пределах погрешности. Данный факт можно объяснить схожими характеристиками элементного и технического анализа добавок [3,9]. Таким образом, при использовании соломы или отходов подсолнечника выбросы NO_x снизились более чем в 2 раза, причем с ростом температуры данный эффект усиливается. Среди всех рассматриваемых растительных добавок 10% водорослей оказали самое благоприятное влияние на выход окислов азота при сжигании суспензий. Высокое содержание азота в водорослях в совокупности с высоким значением летучих приводит к образованию большего количества окислов азота [7].

СЕКЦИЯ 12. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ, АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

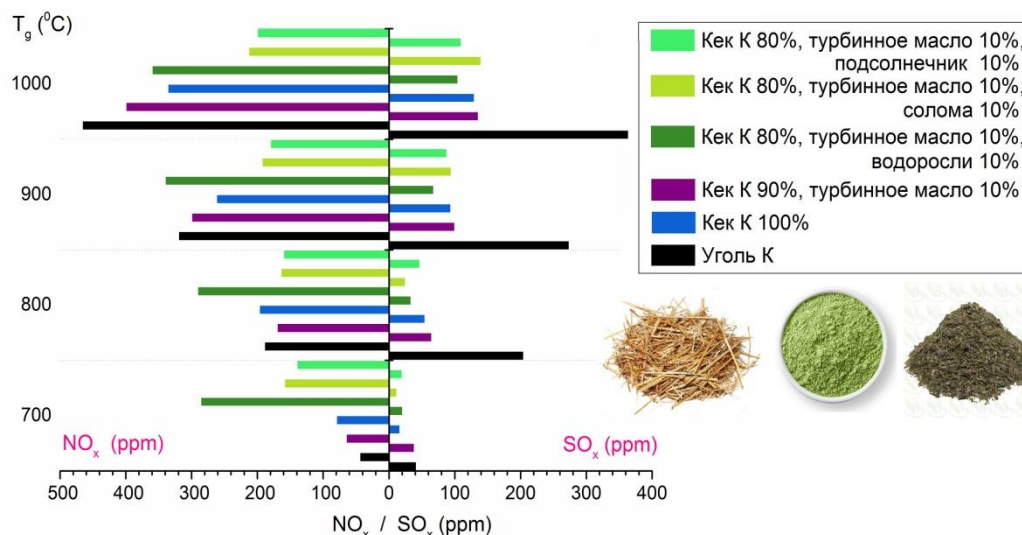


Рис. 1. Экспериментальные зависимости концентраций NO_x и SO_x от температуры в муфельной печи при варьировании вида растительных отходов в суспензиях ОБУТ.

Выполненные эксперименты показали, что для суспензии ОБУТ на основе фильтр-кека и отработанного турбинного масла с примесью растительных частиц экологические показатели сжигания лучше, чем для угля. Концентраций окислов серы для всех рассматриваемых добавок лежат в одном диапазоне (10-130 ppm) и обеспечивают снижение выбросов SO_x по сравнению с углем на 60–80%. При использовании соломы и отходов подсолнечника оксиды азота могут быть снижены на 5–60%.

Таким образом, совместное сжигание растительных отходов и продуктов угле-и нефтепереработки можно рассматривать не только как способ снижения количества антропогенных выбросов, производимых энергетическим сектором, но и как эффективный способ утилизации промышленных отходов. Сводятся к минимуму их объем отходов, которые должны быть переработаны, снижается необходимость добывать полезные ископаемые и другие ресурсы для производства энергии.

Исследование выполнено за счет средств Российского научного фонда (проект № 15-19-10003).

Литература

1. Bär R., Rouholahnejad E., Rahman K., Abbaspour K.C., Lehmann A. Climate change and agricultural water resources: A vulnerability assessment of the Black Sea catchment//Environ. Sci. Policy. – 2015. – V. 46. – P. 57-69.
2. Dmitrienko M.A., Nyashina G.S., Strizhak P.A. Environmental indicators of the combustion of prospective coal water slurry containing petrochemicals// J. Hazard. Mater. – 2017. – 338. – P. 148–159.
3. Duan F., Chyang C., Zhang L., Yin S. Bed agglomeration characteristics of rice straw combustion in a vortexing fluidized-bed combustor//Bioresour. Technol. – 2015. – V. 183. – P. 195–202.
4. Farfan J., Breyer C. Structural changes of global power generation capacity towards sustainability and the risk of stranded investments supported by a sustainability indicator//J. Cleaner Prod. – 2017. – V. 141. – P. 370–384.
5. Gil M.V., Pevida C., Pis J.J., Rubiera F. Thermal behaviour and kinetics of coal/biomass blends during co-combustion //Bioresour. Technol. – 2010. – V. 101. – I. 14. – P. 5601–5608.
6. Glushkov D.O., Strizhak P.A. Ignition of composite liquid fuel droplets based on coal and oil processing waste by heated air flow//J. Cleaner Prod. – 2017. – V. 165. – P. 1445–1461.
7. Kawnish K., Sankar B. Pyrolysis kinetics and reactivity of algae-coal blends//Biomass bioenergy. – 2013. – V. 55. – P. 291-298.
8. Liu W., Wang J., Bhattachary D., Jiang Y., David DeVallance. Economic and environmental analyses of coal and biomass to liquid fuels//Energy. – 2017. – V.141. – P. 76–86.
9. Raclavska H., Juchelkova D., Roubicek V., Matysek D. Energy utilisation of biowaste – Sunflower-seed hulls for co-firing with coal// Fuel Process. Technol. – 2011. – V. 92. – P. 13–20.
10. Su F., Itakura K., Deguchi G., Ohga K., Monitoring of coal fracturing in underground coal gasification by acoustic emission techniques//Appl. Energy. – 2017. – V. 189. – P. 142–156.
11. Yun Z., Wu G., Meng X., Zhang Y., Shi F., He Y., Luo X. A comparative investigation of the properties of coal-water slurries prepared from Australia and Shenhua coals// Min. Sci. Technol. (China). – 2011. – V. 21. – I. 3. – P. 343–347.
12. Zhang Y., Shen J., Ding F., Li Y., He L. Vulnerability assessment of atmospheric environment driven by human impacts //Sci. Total Environ. – 2016. – V. 571. – P. 778–790.

ТУШЕНИЕ НИЗОВОГО ВОЗГАРАНИЯ БОРЕАЛЬНОЙ ЗОНЫ МАССИВАМИ ВОДЫ ВБЛИЗИ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Б.Ю. Пинчук

Научный руководитель – к.ф.-м.н., ст. преподаватель А.О. Жданова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. Лесные пожары наносят огромный вред на экологические, экономические и социальные сферы деятельности жизни многих стран мира. Объекты нефтегазовой отрасли в первую очередь подвержены угрозе лесных пожаров, так как их большинство расположены в бореальной зоне России [1].

Важной задачей на сегодняшний день является изучение особенностей процессов горения, а также выявление наиболее эффективных с практической и с экономической точки зрения способов тушения пожара [2,3].

Материалы и методы исследований

Устанавливался специальный резервуар 3 (рис.1), в который помещался металлический поддон 5, служащий для размещения в нем модельных очагов.

Для видеорегистрации тушения модельных очагов лесных горючих материалов (ЛГМ) использовались высокоскоростная камера 9 и тепловизор 4, закрепленные на штативы 6 и 10. Высокоскоростная камера и тепловизор подключены к ПК 8. С помощью программного обеспечения Testo IRSoft осуществлялось определение и контроль параметров взаимодействия модельного очага с агломератом воды (дальность разлета, размер и температура частиц ЛГМ, диаметр и температура центральной части модельного очага).

Для создания массива жидкости использовалась тонкостенная резиновая оболочка 2. Объем жидкостных массивов составлял ≈ 0.1 л. Оболочку наполняли водой с помощью баллона 7 и закрепляли на высоте ≈ 1.5 м над металлическим поддоном 5. Далее оболочку разрушали металлическим наконечником (в форме иглы), и жидкостной массив двигался под действием силы тяжести вертикально вниз, производя тушение модельного очага, во время которого отмечался разлет частиц ЛГМ.

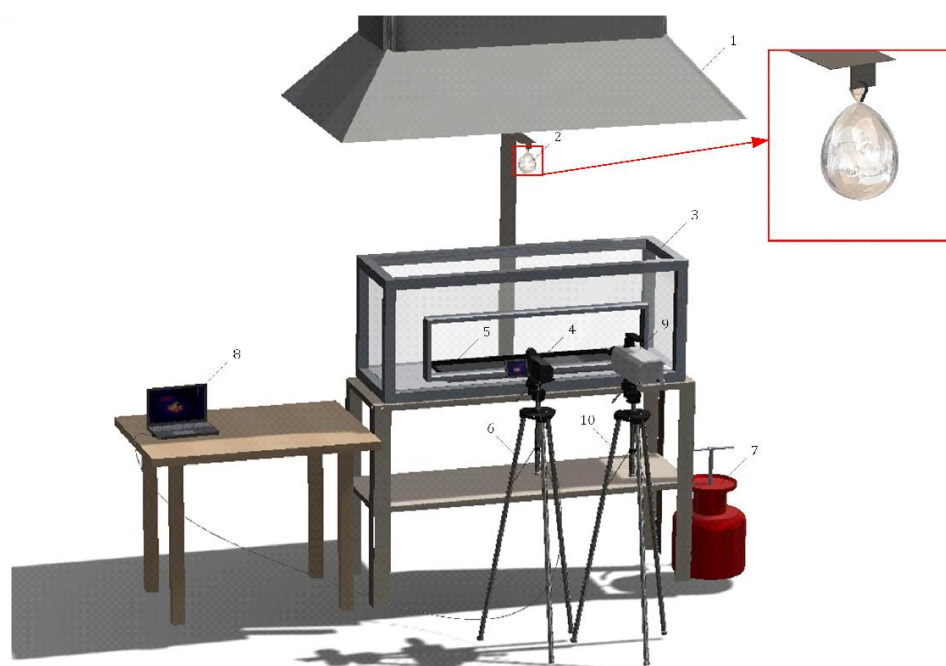


Рис. 1. Схема экспериментального стенда: 1 – вытяжная система; 2 – агломерат с водой; 3 – резервуар; 4 – тепловизор; 5 – металлический поддон; 6 – штатив; 7 – баллон с водой; 8 – персональный компьютер (ПК); 9 – высокоскоростная камера; 10 – штатив

В качестве ЛГМ был рассмотрен неживой компонент наиболее пожароопасных регионов России – Дальневосточного, Центрального и Сибирского Федеральных округов [4].

Результаты. В ходе экспериментов регистрировались дальность разлета L , размер l и температура отлетевших частиц ЛГМ T_n , а также диаметр d_f и температура центральной части очага T_f до тушения, в качестве ЛГМ использовались щепки. На рисунке 2 представлены изображения тепловизора с характерными размерами очага и дальностью разлета частиц в ходе экспериментальных исследований. Обработав полученные экспериментальные данные, построены зависимости, представленные на рисунке 3.

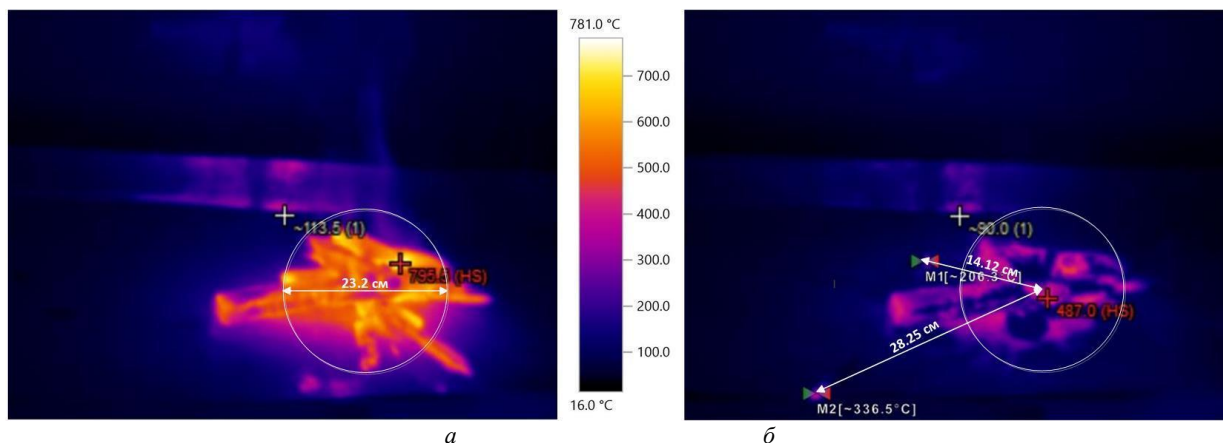


Рис. 2. Изображения с тепловизора с характерными размерами очага и дальностью разлета частиц, а-до процесса тушения, б- после процесса тушения

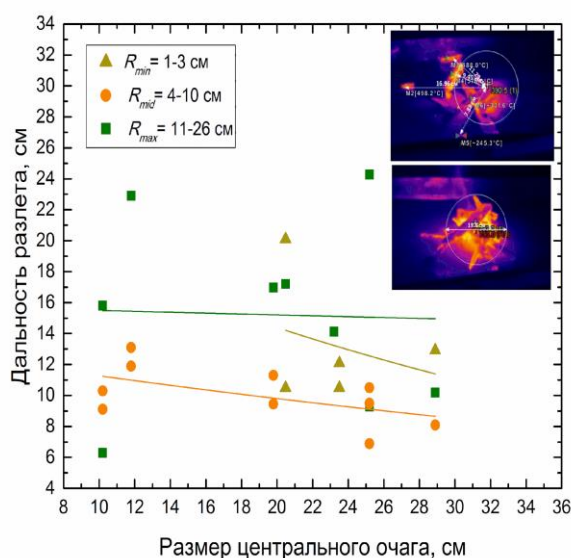


Рис. 3. Зависимость дальности разлета от размера центрального очага

Заключение. Проведенные экспериментальные исследования позволяют лучше узнать физику процесса тушения, провести сравнение с другими способами тушения лесных пожаров и сделать вывод о их эффективности.

Исследование выполнено за счет гранта РФФИ в рамках научного проекта 18-38-00025.

Литература

1. Калашникова Т.В. Пожары при добыче нефти и газа // Актуальные проблемы гуманитарных и естественных наук. – 2017. – № 1-1. – С. 66–69.
2. Атлас риска пожаров на территории Российской Федерации – М.: ООО «Издательско-продюсерский центр»
3. Гришин А.М., Зима В.П., Кузнецов В.Т., Скорик А.И. Зажигание лесных горючих материалов потоком лучистой энергии // Физика горения и взрыва. – 2002. – Т. 38, № 1. – С. 30-35.
4. Копылов Н.П., Кузнецов А.Е., Федоткин Д.В., Москвилин Е.А., Стрижак П.А., Коршунов Н.А., Карпов В.Н., Борьба с природными пожарами с применением авиации и перспективные способы прокладки заградительных полос – Хвойные бореальной зоны, 2016, 37, №5-6, с. 251-253.

ГАЗИФИКАЦИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ОТХОДОВ НЕПРЕРЫВНЫМ ЛАЗЕРНЫМ ИЗЛУЧЕНИЕМ

П.П. Ткаченко, М.В. Белоногов

Научный руководитель – доцент П.А. Стрижак

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Постоянный рост цен на энергоносители привел к тому, что использование отходов угле- и нефтепереработки в качестве компонентов топлив становится все более массовым [1-2]. В силу низкой калорийности, высокой зольности и ряда других свойств отходов, их непосредственное сжигание не имеет особого смысла ни с экономической, ни с энергетической точек зрения [1-2].

В данной работе мы предлагаем конвертировать горючие отходы переработки угля и нефти в сингаз [3,4] с помощью мощного потока непрерывного лазерного излучения [5]. Данный подход позволяет при минимальных затратах производить топливно-воздушную смесь с достаточно высокой концентрацией горючих компонентов (CO , H_2 и CH_4). Под действием лазерного излучения, происходит точечный нагрев водо-угольной смеси, приводящий к газификации топлива [6,7]. Процессы классического пиролиза углеводородов [3,4] обычно требуют нагрева всей массы перерабатываемого топлива до высоких температур ($\sim 1000^\circ\text{C}$) и наличия паро-газового агента, интенсифицирующего теплообмен. Применение светового излучения для непосредственного подвода тепла к поверхности капель топлива позволяет работать с более низкими средними температурами топлива.

Нами была проведена серия экспериментов, показывающая основные особенности процесса газификации водо-угольного топлива (ВУТ) непрерывным лазерным излучением. Смесь готовилась из отходов углепереработки (фильер-кек угля марки Г с содержанием твердой части ~ 64 вес. % и размером частиц не более 200 мкм, а также воды ~ 36 вес.%). Схема эксперимента представлена на рис. 1. Непрерывный лазер ($\lambda=533$ нм) мощностью 1Вт инициировал точечный нагрев капли топлива (массой ~ 150 мг), сфокусированным излучением. Интенсивность излучения варьировалась подстройкой мощности лазера в диапазоне 200-1400 Вт/см². Порция топлива помещалась на специальном держателе внутри медной камеры, стоящей на платформе электронных аналитических весов. Лазерное излучение заводилось через специальное окно, продукты газификации откачивались через выходной патрубок газоанализатора. Данная схема позволяет провести три вида измерений для характеристики процессов, протекающих в образце топлива под действием излучения. Измерение массы газифицированного топлива с количеством поглощенной энергии для разных интенсивностей излучения измерялось с помощью аналитических весов (при отключенных патрубках газоанализатора, чтоб исключить искажения показаний за счет сил упругости). Анализ химического состава сингаза проводился с помощью газоанализатора в режиме кольцевой прокачки газа через рабочую камеру установки. Температура на облучаемой поверхности топлива контролировалась с помощью тепловизора Testo-885-2, смотревшего на образец под близким к нормали углом (при снятом стекле оптического окна). Таким образом, проведенные измерения позволили достаточно детально охарактеризовать происходящие при лазерной газификации процессы.

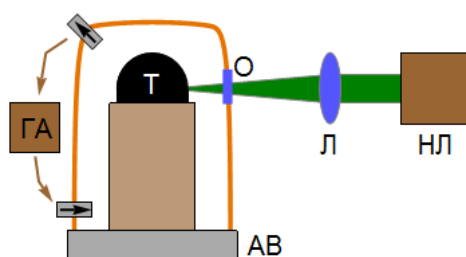


Рис.1. Схема экспериментальной установки. На схеме показаны непрерывно излучающий лазер (НЛ), фокусирующая линза (Л), оптическое окно (О), аналитические весы (АВ), порция ВУТ (Т) и газоанализатор (ГА)

Зависимости массы газифицированного топлива от времени воздействия излучения (т.е. от поглощенной энергии) показаны на рис. 2а. Видно, что кривые, представляют собой квази-линейные зависимости. Наклон кривых растет с ростом интенсивности лазерного излучения, однако, очевидно, что скорость газификации ВУТ при интенсивности $I \sim 770$ Вт/см² значительно ниже, чем при больших интенсивностях. В то же время, рост интенсивности излучения с 940 до 1300 Вт/см² приводит к квази-линейному росту скорости газификации без заметных скачков. Т.е. газификация непрерывным лазерным излучением имеет резкий скачок эффективности в диапазоне ($770 \text{ Вт/см}^2 < I < 940 \text{ Вт/см}^2$). При превышении порогового значения интенсивности, эффективность оптической накачки энергии существенно возрастает. Данный факт позволяет заключить, что медленная потеря массы образцов при низких интенсивностях излучения объясняется преимущественно выходом водяного пара и медленным пиролизом угля. В случае же, когда интенсивность выше 770 Вт/см², термическое разложение угля резко ускоряется.

Из рис. 2а видно, что длительное воздействие лазерного излучения приводит к газификации до 30% массы ВУТ. Существенную часть продуктов составляет водяной пар и, судя по тому, что в течение длительного времени наблюдается монотонный рост массы газо-паровой смеси, соотношение водяного пара и остальных компонентов сингаза меняется слабо. Предварительные эксперименты по лазерной газификации сухого угольного порошка показывают, что в течение 5 минут образец может потерять до 6% исходной массы. Таким образом, можно ожидать соотношение масс водяного пара и продуктов газификации угля до 5:1.

Проведенные исследования состава газовой смеси внутри рабочего объема экспериментальной установки показали, что с ростом интенсивности лазерного излучения наблюдается не монотонный рост концентрации газообразного оксида углерода до 6800 ppm, оксидов азота до 20 ppm, водорода до 930 ppm и диоксида серы до 80 ppm (рис. 2б). Подбирая интенсивность излучения можно управлять соотношением компонентов сингаза, а также скоростью газификации топлива. Производство диоксида серы и водорода стартует при минимальных интенсивностях лазерного излучения и плавно растет с ростом интенсивности. Производство оксида углерода и оксидов азота демонстрирует скачок концентраций этих газов при интенсивностях $I > 400$ Вт/см² и далее, при $I > 800$ Вт/см². Данные скачки эффективности газификации, скорее всего, обусловлены температурными порогами пиролиза компонентов угля и порогом окисления углерода, достигающимися, при определенных значениях теплового потока, создаваемого лазерным излучением.

Измерения температуры поверхности ВУТ в пятне фокусировки лазерного излучения, проведенные с помощью тепловизора, показали, что в зависимости от интенсивности излучения температура колеблется в диапазоне 500-700°С. При этом средняя температура порции топлива массой 150-200 мг не превышает 300-400°С. Для проведения этих измерений стекло с окна рабочей камеры было снято, что могло привести к небольшому снижению температуры поверхности топлива за счет притока холодного воздуха извне.

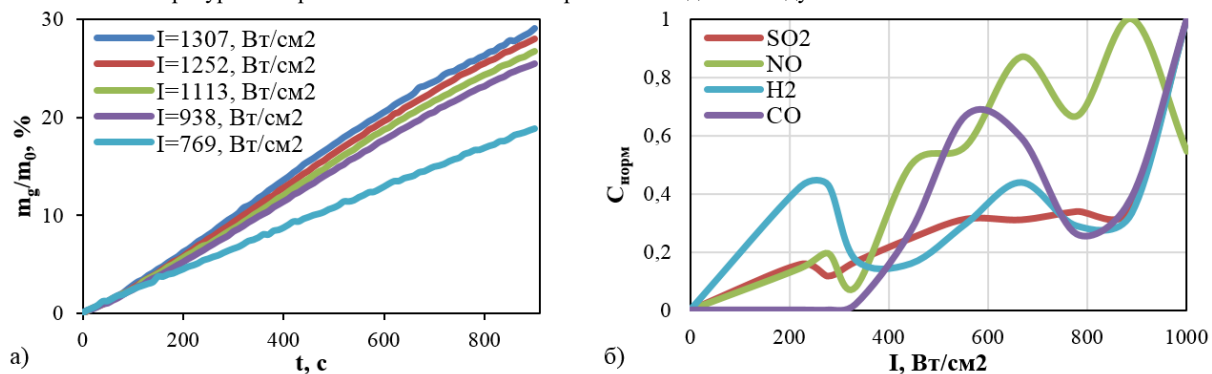


Рис. 2 Зависимость изменения массы газифицированной топливной смеси от времени лазерного облучения для разных интенсивностей (а). Зависимость нормированных концентраций компонентов сингаза от интенсивности лазерного излучения (б)

Таким образом, в работе продемонстрирована эффективность свето-индуцированной газификации водоугольной суспензии непрерывным лазерным излучением, которая позволяет производить сингаз с достаточно высокой концентрацией горючих компонентов. Показано наличие порога интенсивности лазерного излучения (770 Вт/см²), при переходе которого процесс резко ускоряется за счет усиления производства монооксида углерода. Производство диоксида углерода при воздействии лазерного излучения на ВУТ не наблюдалось. Применение непрерывных источников света относительно малой мощности позволяет производить эффективную конверсию отходов углеобогащения в горючий газ. Применение сфокусированного солнечного света в качестве источника энергии для свето-индуцированной конверсии промышленных отходов позволяет в перспективе создать эффективный и дешевый метод утилизации промышленных отходов.

Литература

1. Glushkov D.O., Lyrshchikov S.Y., Shevyrev S.A. and Strizhak P.A., Burning Properties of Slurry Based on Coal and Oil Processing Waste // Energy & Fuels. – 2016. – V 30 (4). – P. 3441 – 3450.
2. Kijo-Kleczkowska A., Combustion of coal-water suspensions // Fuel. – 2011. – V 90 (2). –P. 865 – 877.
3. Oh G., Ra H.W., Yoon S.M., Mun T.Y., Seo M.W., Lee J.G., Yoon, S.J. Gasification of coal water mixture in an entrained-flow gasifier: Effect of air and oxygen mixing ratio // App. Therm. Eng. – 2018. – V. 129. – P. 657 – 664.
4. Chen Z., Zhang X., Han W., Gao L., Li S. Exergy analysis on the process with integrated supercritical water gasification of coal and syngas separation // App. Therm. Eng. – 2018. – V. 128. – P.1003 – 1008.
5. Seyitliyev D., Kholikov K., Grant B., San O., Er A.O. Laser-induced hydrogen generation from graphite and coal // Int. J. of Hydrogen Energy. – 2017. – V 42 (42). – P. 26277 – 26288.
6. Egorov R. I., Strizhak P. A. The light-induced gasification of waste-derived fuel // Fuel. – 2017. – V. 197. – P. 28 – 30.
7. Zaitsev A.S., Egorov R.I., Strizhak P.A. Light-induced gasification of the coal-processing waste: Possible products and regimes // Fuel. – 2018. – V. 212. – P. 347 – 352.

КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫБОРА ВАРИАНТОВ ИСПОЛНЕНИЯ ВЛ

В. В. Цаан

Научный руководитель – главный специалист электротехнического отдела Н.И. Мартыненко
 ПАО «ТомскНИПинефть», г. Томск, Россия

Воздушные линии электропередачи являются основным способом доставки электрической энергии потребителям. В связи с работой линий электропередач зачастую в экстремальных условиях проблема безотказной работы высоковольтных линий электропередач представляется весьма острой и актуальной. Несмотря на это - все технические решения, принимаемые при выполнении проектных работ, должны быть обоснованы экономически и обеспечивать достижение необходимых показателей по количеству и качеству передаваемой электроэнергии. В связи с этим в последнее время выдвигаются требования о выборе наиболее экономически и технически оптимального варианта исполнения ВЛ, а также о создании формы-справочника для возможности проведения ТЭСВ исполнения ВЛ.

Для того, чтобы выбрать технически и экономически оптимальные решения, обеспечивающие достижение необходимых показателей по количеству и качеству передаваемой электроэнергии, необходимо решение следующих задач:

1. Определить параметры для проведения ТЭСВ, определяющие основную стоимость строительства ВЛ.
2. Оценить техническую возможность применения трех традиционно применяемых вариантов исполнения ВЛ:

ВЛ:

- унифицированные металлические опоры;
- опоры из отбракованных бурильных труб по типовой серии № 4.0639;
- металлические опоры из гнутого профиля.

Железобетонные и деревянные опоры не рассматривались ввиду сложных климатических и геологических условий, и как следствие – низких показателей по надежности.

3. Выполнить экономическое сравнение рассматриваемых вариантов исполнения ВЛ;

4. Разработать автоматизированную форму - справочник с целью проведения технико-экономического сравнения вариантов.

Для решения данной задачи выполним ТЭСВ исполнения ВЛ протяженностью 1,8 км на примере месторождения Западной Сибири.

Параметрами, значительно влияющими на стоимость строительства ВЛ, является:

- протяженность и количество цепей, проектируемых ВЛ, а так же электрические нагрузки потребителей;
- грунтовые условия прохождения ВЛ вид пересекаемой местности (тундра, лес, холмы и т.п.);

Примем, что электрическая нагрузка потребителей с перспективой на всё время эксплуатации ВЛ составляет 0,8 МВт. Зависимость типа провода от передаваемой мощности и от расстояния приведена на диаграммах (см. рис. 1).

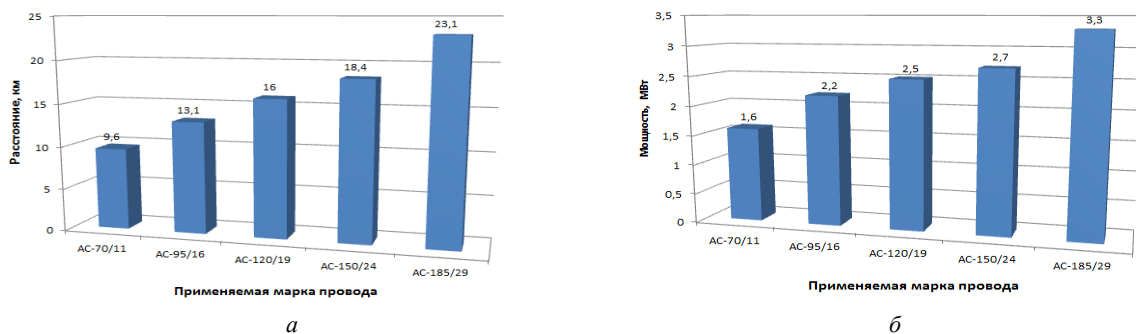


Рис. 1 Выбор провода в зависимости от а – расстояния; б – передаваемой мощности

Следующий важный параметр проведения ТЭСВ – это выбор вариантов исполнения ВЛ в зависимости от типа местности. Расчеты сведены в табл. 1. При расчете приятно, что на опорах подвешен провод марки АС 120/19 мм². Для сравнения рассмотрены два наиболее экономически эффективных варианта исполнения, был рассчитан экономический эффект [1].

Таблица 1

Экономическое сравнение вариантов в зависимости от типа местности

Стоимость, тыс.руб.	Болотистая местность				Лес	Суходол
	2 м	4 м	6 м	8 м		
Исполнение ВЛ на унифицированных опоры	9022,853	9119,841	9233,428	10788,67	9003,936	9001,663
Исполнение ВЛ на опорах из отбракованных труб	6637,93	8026,945	9747,907	15247,25	6579,653	6521,380
Исполнение ВЛ на опорах из гнутого профиля	6206,204	6531,336	8381,345	9048,058	6169,121	6132,038
Сравнение оптимальных результатов	431,726	1495,609	852,083	1740,621	410,532	389,342

СЕКЦИЯ 12. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ, АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

При проведении ТЭСВ необходимо учесть и затраты на подготовку строительства ВЛ. В табл. 2 приведена информация по затратам на подготовку территории строительства ВЛ [1, 2], к ним относится отвод земли, подготовительные работы, рекультивация нарушенных земель, компенсационные платежи за нанесенный ущерб окружающей природной среде.

Таблица 2

Затраты на подготовку строительства ВЛ

	Общая площадь по угольям (включая КА и ДА), га	Операционные затраты, тыс. руб.
Исполнение ВЛ на унифицированных опорах	3,6	60,46
Исполнение ВЛ на опорах из отбракованных труб	4,14	62,47
Исполнение ВЛ на опорах из гнутого профиля	4,14	46,42

Анализируя, полученный в результате проделанной работы массив данных, была разработана форма для определения стоимости строительства ВЛ в трех вариантах исполнения (рис. 2). Данная форма позволяет еще на стадии предпроектной проработки определить экономически целесообразный вариант исполнения ВЛ. Данная форма может дополняться различными параметрами для различных заказчиков.

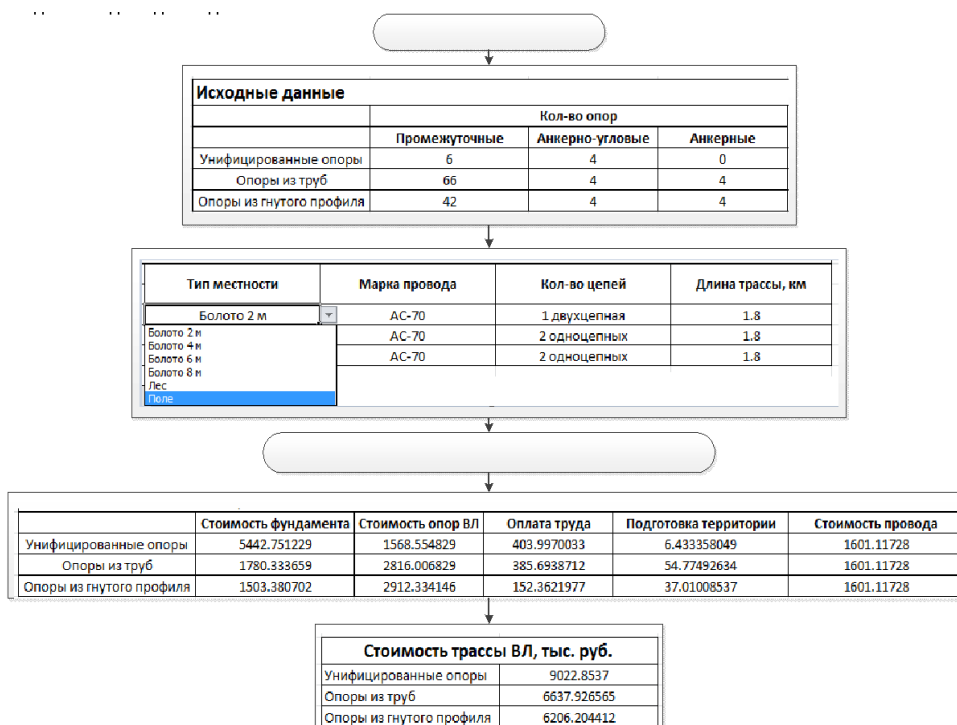


Рис. 2 Форма технико-экономического сравнения вариантов исполнения ВЛ

В результате проделанной работы были определены критерии оценки эффективности применения различных типов ВЛ-6 кВ. Было проведено сравнение технических и экономических составляющих между выбранными вариантами исполнения ВЛ, а также разработана автоматизированная форма-справочник для проведения технико-экономического сравнения вариантов. Работоспособность данной формы оценена на проектируемом месторождении.

В настоящее время данная работа готовится к защите в рамках ЦИП ПАО НК «Роснефть», далее - внедрение данной формы для проведения ТЭСВ во все Дочерние Общества ПАО НК «Роснефть» с целью определения наиболее эффективного варианта исполнения ВЛ.

Литература

1. Справочник по проектированию электрических сетей/ Под ред. Файбисовича Д.А. – М.: Изд-во ЭНАС. 2006. – 320 с. Сборник «Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ» 324 тм – т1 для электросетевых объектов ПАО «ФСК ЕЭС», дата введения: 09.07.2012.

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА ПРИГОТОВЛЕНИЯ ЭМУЛЬСИЙ И СУСПЕНЗИЙ НА НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**О.С. Щенникова**Научный руководитель – к.ф.-м.н., старший преподаватель А.О. Жданова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Пожары – самые распространенные чрезвычайные события в современном мире, наносящие большой материальный ущерб и связанные с гибелью людей. По числу погибших от пожаров Россия занимает лидирующую позицию. [1]. Особое внимание традиционно уделяется противопожарной защите опасных производств, поскольку даже при нормальном (безаварийном) режиме работы оборудования возможно выделение взрывоопасных веществ. В настоящее время на территории России расположены более 600 насосных станций по перекачке нефти. Каждый такой объект относится к наиболее пожаровзрывоопасному классу. Вероятность возникновения пожаров на объектах нефтяной отрасли обусловлена высокой пожароопасностью используемых материалов и веществ (например, нефти и нефтепродуктов), а также технологического оборудования [7].

Анализ макроскопических закономерностей парообразования жидкости в зоне пламени позволяет заключить, что одним из факторов, существенно влияющих на интенсивность испарения тушащей среды, является ее компонентный состав [5]. Так для усиления огнетушащих свойств воды и снижения непроизводительных потерь часто используются дополнительные примеси. К настоящему времени разработана большая база специализированных добавок к воде, способствующих увеличению вязкости тушащей жидкости – огнетушащие пены, или снижению поверхностного натяжения последней – смачиватели, а также пламегасители на основе солей и соответствующих растворов. Применяемые для пожаротушения пенообразователи представляют собой концентрированные растворы поверхностно – активных веществ (ПАВ), то есть добавок, обеспечивающих термическую и гидростатическую устойчивость, низкую температуру замерзания пенного концентрата и ингибиторов коррозии и вещества, обеспечивающих совместимость компонентов. В зависимости от применения пенообразователи разделяют на две классификационные группы: пенообразователи общего и целевого назначения. Пенообразователи общего назначения используются для получения пены и растворов смачивателей при тушении пожаров нефти, нефтепродуктов и твердых горючих материалов и получили наиболее широкое применение из – за доступности сырья и относительно низкой стоимости. Пенообразователи целевого назначения применяются для приготовления пены для пожаров отдельных видов горючих жидкостей или в особых условиях (например, при низких температурах, с морской водой). Все пенообразователи общего и целевого назначения должны соответствовать требуемым нормам, а именно не иметь осадка и посторонних механических включений, храниться при температуре в помещении не выше 40°C и не ниже 5°C (оптимальная температура 20 °C) в емкостях из нержавеющей стали или полимерных материалов [6].

Для получения пенообразующего раствора (рабочего раствора) исходный пенный концентрат – пенообразователь разбавляют на 94 – 99 % водой так, чтобы содержание пенообразователя в рабочем растворе составило не более 6 % [8]. Концентрация рабочего раствора зависит от типа пенообразователя, точнее от природы ПАВ, на основе которых изготовлены эти пенообразователи. Для более эффективного тушения пожаров приготовление концентратов пенообразователей требует точности дозирования пенообразователя в воде, что может быть обеспечено с помощью автоматизации данного процесса. Поэтому цель данной работы заключается в разработке автоматизированной системы управления процессом приготовления эмульсий или суспензий и экспериментальном исследовании влияния специализированных добавок (пенообразователей) на условия подавления пламенного горения и термического разложения типичных лесных горючих материалов (ЛГМ). Под эмульсией понимается жидкость, содержащая мелкие капли другой, нерастворимой в ней жидкости, суспензией является жидкость со взвешенными в ней мелкими твердыми частицами [2].

Разработанная автоматизированная система управления процессом приготовления эмульсий и суспензий предназначена для производства жидких растворов с определенной концентрацией какого – либо компонента. В данной системе основной регулируемой величиной является расход компонентов и готовой смеси. Разработанная структурная схема предусматривает измерение расхода компонентов и смеси расходомерами. Расход контролируется за счет дросселирования потока вещества через регулирующий орган, установленном на трубопроводе. Спроектированная система является трехуровневой. Нижний уровень включает датчики измерения температуры, расхода и вязкости, а также запорную арматуру и исполнительные механизмы. На среднем уровне располагается контроллер, на верхнем уровне – АРМ оператора [3].

При проведении экспериментального исследовании влияния содержания пенообразователя в воде на характеристики процесса тушения использовалась смесь ЛГМ в массовом соотношении компонентов: ветки лиственных пород деревьев – 60%, листья березы – 25 %; хвоя сосны – 15 %. ЛГМ перед проведением исследований предварительно подсушивались в течение 3-5 дней при температуре около 300 К. В качестве тушащих жидкостей применялись растворы на основе дистиллированной воды с добавлением пенообразователей «Прогресс», АFFF и AR [4]. Тушение очагов производилось жидкостным аэрозолем с радиусом капель 0,1–0,15 мм. Для генерации дисперсного потока использовалась система, состоящая из распылительной форсунки, емкости с водой под давлением и подводящего канала. Эффективность пены, или огнетушащая способность, оценивалась временем тушения модельного очага до момента полного подавления горения и объемом воды, затраченной на тушение. На рисунке 1 представлены полученные в результате анализа экспериментальных данных зависимости времен подавления термического разложения ЛГМ (смеси ЛГМ) от диаметра d_f и высоты h_f модельного очага при тушении жидкостным аэрозолем.

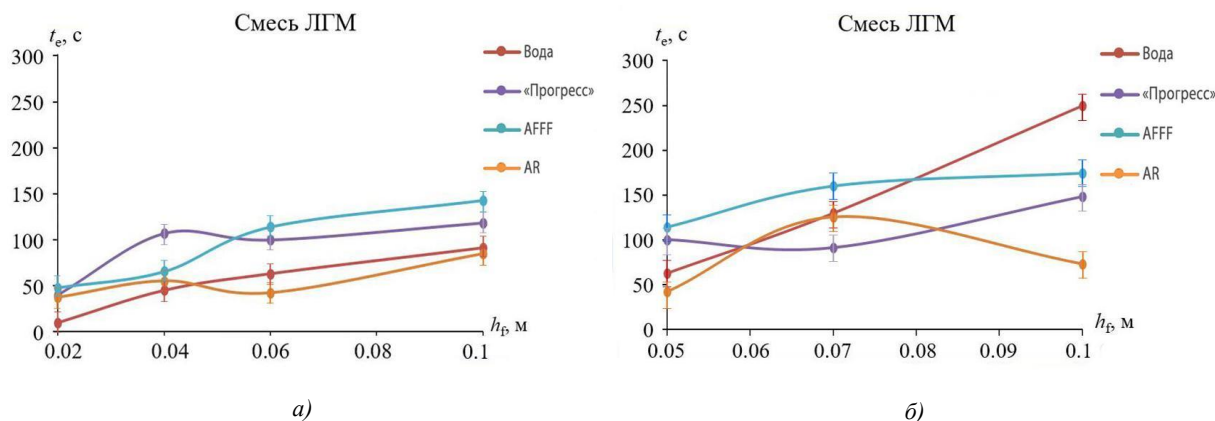


Рис 1. Длительности подавления термического разложения ЛГМ (хвоя и смесь ЛГМ) при варьировании: а – диаметра d_f модельного очага горения ЛГМ высотой $h_f \approx 50$ мм при тушении жидкостным аэрозолем, б – высоты h_f модельного очага горения ЛГМ диаметром $d_f \approx 60$ мм при тушении жидкостным аэрозолем

Выполненные эксперименты показали, что наиболее эффективным является пенообразователь AR, так как наименьшие времена тушения t_e модельного очага. Более полной характеристикой эффективности, наряду с временем тушения t_e , считается объем пенообразующего раствора, затраченный на тушение. Лучшая эффективность, то есть минимальный объем, израсходованный на тушение модельного очага горения ЛГМ (смеси ЛГМ) отмечается также у раствора с добавлением пенообразователя AR.

Результатом выполнения работы является разработанная автоматизированная система управления, позволяющая производить жидкие растворы с определенной концентрацией какого – либо компонента (эмульсии или суспензии) методом циркуляционного перемешивания, подогрева и поддержания заданной температуры растворов.

Исследование выполнено за счет гранта Президента РФ (проект МК-1684.2017.8).

Литература

1. Брушлинский Н. Н., Соколов С. В. Международная пожарная статистика международной ассоциации пожарно-спасательных служб // Вестник Воронежского института ГПС МЧС России. – 2016. – № 1. – С. 72-104.
2. Волошенко А.В., Горбунов Д.Б. Проектирование систем автоматического контроля и регулирования. Учебное пособие. – 2-е изд. – Томск: ТПУ, 2011. – 108 с.
3. Глущенко, В. Н. Обратные эмульсии и суспензии в нефтегазовой промышленности. – М.: Интерконтакт Наука, 2008. – 728 с.
4. ГОСТ Р 50588-2012. Пенообразователи для тушения пожаров. Общие технические требования и методы испытаний. – М.: Стандартиформ, 2012. – 29 с.
5. Копылов Н.П., Хасанов И.Р., Кузнецов А.Е., Федоткин Д.В., Москвиллин Е.А., Стрижак П.А., Карпов В.Н. Повышение эффективности тушения лесных пожаров с использованием добавок к воде // Пожарная безопасность. – 2015. – №4. – С. 46 – 50.
6. Пешков В.В., Лебедев С.Ю., Кузьмин В.П. Порядок применения пенообразователей для тушения пожаров: Инструкция. – М.: ВНИИПО, 1996. – 28 с.
7. Реснянская А.С., Игаева А.Ю. Обеспечение пожарной безопасности на предприятиях нефтегазовой промышленности // Перспективы развития строительного комплекса. – 2016. – № 1. – С. 57-65.
8. Шароварников, А.Ф. Пенообразователи и пены для тушения пожаров: состав, свойства, применение. – М.: Пожнаука, 2005. – 335 с.

РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМОВ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ПОДСИСТЕМ ТЕХНИЧЕСКОГО ЗРЕНИЯ ДЛЯ АВТОНОМНЫХ ПОДВИЖНЫХ ОБЪЕКТОВ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЕКТОРА

М.В. Шихман

Научный руководитель – д.т.н., профессор С.В. Шидловский
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В мире цифровых технологий робототехнические системы по праву можно считать базой для автоматизации промышленности. Работа данных систем позволяет достигать поставленные цели и решать широкий спектр технологических задач.

Предприятия топливно-энергетического сектора занимают обширные территории, в связи с этим, такие функции, как перемещение грузов, доставка материалов, технологического и иного оборудования, наиболее эффективно и целесообразно могут осуществлять автономные подвижные робототехнические системы. Также на предприятии необходимо проводить контроль состояния оборудования и его безаварийную работу. Данный комплекс работ осуществляют сотрудники предприятия, однако в большинстве случаев это сопряжено с риском для здоровья и жизни конкретного работника. Использование специализированного робота позволяет снизить травматизм и повысить оперативность работ по оценке текущего состояния оборудования, что особенно важно в условиях труднодоступности или удаленности.

Основные две задачи, которые стоят перед любым автономным объектом, заключаются в следующем: во-первых, объект должен самостоятельно прокладывать маршрут, а во-вторых, успешно передвигаться в динамической среде, в том числе, в окружении других подвижных объектов. Первую задачу достаточно в полной мере помогло решить развитие спутниковой навигации и электронных карт местности. Вторая же задача имеет куда больше сложностей, ее решением занимаются ученые по всему миру, используя разные методы и алгоритмы. Применение оригинальных алгоритмов планирования маршрута упрощает обеспечение безопасности передвижения в зоне с динамическими препятствиями. Динамическим препятствием на предприятиях может служить рабочий персонал, а также другие подвижные объекты.

Любое изображение представляет собой сложную и трудно извлекаемую структурированную информацию о наблюдаемой сцене. В связи с этим, необходим метод, который позволит выделять из потока видеоданных, получаемого в режиме реального времени, информацию, по которой можно осуществлять идентификацию и распознавание объектов.

Основной задачей, которая появляется в процессе распознавания объектов, является сопоставление изображения, полученного от камеры, с эталонным образцом, хранящимся в базе данных. Для решений этой задачи существует ряд средств распознавания изображений и сопоставление их с базами данных, однако основным методом является установление соответствия между особыми точками исходного изображения и эталонного [5].

Особая точка является наиболее простым геометрическим элементом дискретного представления математической функции описания объекта распознавания. Для определения данных точек вводят понятие окрестности. То есть особой (опорной) точкой для некоторого изображения будем считать точку p_i , окрестность которой $O(p_i)$ можно отличить от окрестности $O'(p_i)$ любой другой особой точки изображения p_i . Процесс выделения данной точки называется детектирование, а программа, осуществляющая данный процесс, называется детектором [6]. После данного процесса необходимо описать данную особую точку, за это отвечают дескрипторы. Дескриптор – описание особой точки, определяющее особенности ее окрестности и представляющее собой числовой или бинарный вектор определенных параметров.

Существует множество различных методов выделения особых точек и дескрипторов, однако в данной работе будет рассматриваться гистограмма направленных градиентов (HOG). Данный выбор связан с рядом преимуществ дескриптора HOG над другими. Во-первых, HOG работает локально, что позволяет поддерживать инвариантность по отношению к геометрическим и фотометрическим преобразованиям объекта на небольших фрагментах изображения, однако здесь исключением является ориентация объекта. Во-вторых, четкое разбиение пространства, точное вычисление направлений и сильная локальная фотометрическая нормализация дают возможность не учитывать движение людей, при их вертикальном положении [7]. В связи с вышесказанным, данный детектор является хорошим средством для определения людей на изображениях.

Гистограмма направленных градиентов (Histogram of Oriented Gradients, HOG) – дескрипторы особых точек, использующихся в компьютерном зрении и системах обработки изображения для распознавания объектов [1]. В основе данного дескриптора лежит метод подсчета количества направлений градиента в локальных областях изображения.

Данный метод основывается на допущении, что описание какого-либо объекта на изображении можно осуществить путем задания распределения градиентов интенсивности или направлением краев. Реализация заключается в разделении изображения на элементарные области (ячейки) и расчете, для каждой из них, гистограммы направлений градиентов или же направлений краев для пикселей. Совокупность данных гистограмм для всех ячеек является дескриптором.

Реализация алгоритма HOG состоит из следующих шагов: вычисление градиента, формирование гистограмм ячеек, формирование блоков дескрипторов, нормализация блоков, классификация дескрипторов. Последний шаг является самым сложным, потому что он основывается на машинном обучении. Для его реализации может использоваться метод опорных векторов [3].

Метод опорных векторов (SVM, support vector machine) – совокупность алгоритмов, использующих обучение с учителем. В рамках данной задачи метод позволяет осуществить бинарную классификацию, то есть

разделение на два класса — принадлежит объект к необходимой категории или не принадлежит [4]. В связи с ограниченностью задачи SVM обучается и классифицируется достаточно быстро.

Самая идея метода заключается в следующем, пусть существует обучающее множество x векторов признаков (точек) в некотором p -мерном пространстве. Данное пространство разобьем на два условных класса и попробуем разделить их между собой гиперплоскостью ($p-1$), однако таких плоскостей может быть несколько. Оптимальной разделяющей гиперплоскостью будет считаться та, которая позволит выполнить следующее условие: расстояние между двумя ближайшими точками, лежащими по разные стороны гиперплоскости, (т.е. между точками, принадлежащими разным классам) должно быть максимально [2]. Данный случай относится к линейной делимости, однако, в общем случае, линейное разделение точек на два класса не представляется возможным, тогда используется алгоритм с мягким зазором (soft-margin SVM). Отличие данного алгоритма от линейного заключается в том, что осуществляется отображение исходного пространства параметров на какое-то многомерное пространство признаков, где обучающая выборка линейно делима. Также в этом случае алгоритму допускается некоторая ошибка на обучающей выборке, и вводится понятие объектов-нарушителей, которые не принадлежат необходимому классу, однако при разделении гиперплоскостью оказываются в его пространстве.

Данный алгоритм, включающий в себя совокупность дескрипторов HOG и метода опорных векторов, позволяет распознавать объекты не только на статическом изображении, но и выделять их из потока видеоданных. Алгоритм является оптимальным для распознавания людей автономным подвижным объектом, однако также может быть использован для распознавания других подвижных и статических объектов.

Литература

1. Navneet Dalal, Bill Triggs. Histograms of Oriented Gradients for Human Detection // Telecommunication Systems, 2015. – Vol. 60. – p. 337–339.
2. Баев Н.О. Использование метода опорных векторов в задачах классификации // Международный журнал информационных технологий и энергоэффективности. – 2017. №2(2). – С.17–21.
3. Боровик В.С., Шидловский С.В. Распознавание образов с помощью гистограмм направлений градиентов // Инноватика 2017. – Томск, 2017. С. 392–393.
4. Геван Н.Д., Иванов В.Б. Метод опорных векторов и альтернативный ему простой линейный классификатор // Информационные технологии и проблемы математического моделирования сложных систем. – 2012. №10. – С. 81–94.
5. Патин М.В., Коробов Д.В. Сравнительный анализ методов поиска особых точек и дескрипторов при группировке изображений и дескрипторов при группировке изображений по схожему содержанию // Молодой ученый. – 2016. №11. – С. 214–121.
6. Финогеев А.Г., Четвергова М.В. Методика распознавания изображений на основе случайных деревьев в системах автоматизированного проектирования расширенной реальности // Современные проблемы науки и образования. – Пенза, 2017. №5. – С. 126–144.
7. Южков Г.Б. Алгоритм быстрого построения дескрипторов изображения, основанных на технике гистограмм ориентированных градиентов // Труды Московского физико-технического института. – Москва, 2015. №5(3). – С. 84–91.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРОГРАММНЫХ СРЕДСТВ ДЛЯ АНАЛИЗА ПРОДОЛЖИТЕЛЬНЫХ РЕЖИМОВ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

В.В. Ярмонов, Н.М. Космынина

Научный руководитель – доцент Н. М. Космынина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Основными источниками электроэнергии нефтегазодобывающих предприятий являются электроэнергетические системы, а также автономные электростанции собственных нужд (ЭСН).

В Красноярской области существенную роль для поддержания баланса энергосистемы осуществляет ГРЭС [1]. На примере одной из ГРЭС проведем исследование режимов работы ГРЭС.

На рис.1. представлена структурная схема исследуемой электростанции. На ГРЭС сооружены три распределительных устройства. Распределительные устройства имеют следующие классы напряжения: ОРУ-110 кВ, ОРУ 220 кВ и ОРУ 500 кВ.

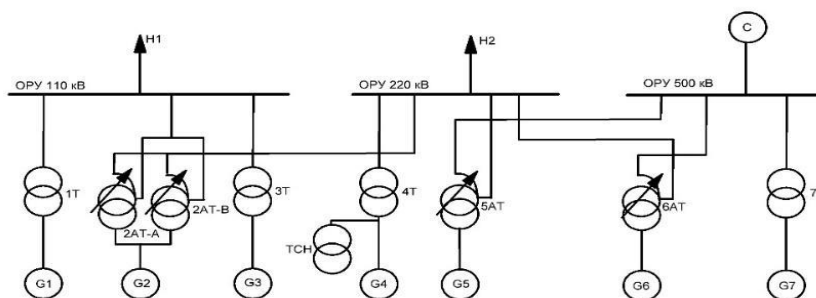


Рис. 1. Структурная схема электростанции

На станции установлены 7 турбогенераторов G1, G2, G7. Из которых 6 турбогенераторов ТВФ-165-2У3, а также один турбогенератор ТГВ-500-2. В блоках установлены двухобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы: для подключения к ОРУ 110 кВ применяется трансформатор ТДЦН-200000/110, а так же автотрансформатор АДЦТН-25000/220/110, на ОРУ 220кВ применяются трансформаторы ТДЦ-200000/220, автотрансформаторы АДЦТН-500000/500/220, на ОРУ 500 кВ применяется трансформатор ОРДЦ -210000/500. Параметры оборудования определены по [1].

Для описанной выше электростанции возможны следующие продолжительные режимы: нормальные, ремонтные, послеаварийные. Значения перетоков мощности через автотрансформаторы представлены в таблице 1. Расчет продолжительных режимов для автотрансформаторов 2АТ-А, 2АТ-В в программе «RastrWin3» (рис. 2).

Таблица 1

Расчетные данные режимов работы ГРЭС

Нормальный режим	Послеаварийный режим (отключение блока G1-1Г)	Ремонтный режим (отключение 2АТ-В)	Послеаварийный+ремонтный режим
Режим максимальных нагрузок			
46+j38,6	36,1+j2,1	96,1+j52,1	-73,8+j3,8
Режим минимальных нагрузок (Smin=0.8*Smax)			
86,4+j48	-	-	-
-	4+j19,3	-	-
-	-	171,6+j64,2	-
-	-	-	6,9+j25,5

Для обеспечения надёжной работы ГРЭС, выбора оборудования и расчета его защиты проводится расчет токов короткого замыкания. Короткое замыкание (КЗ) - это процесс замыкания одной или нескольких фаз между собой или же на землю.

Одной из характеристик режима является ударный ток - максимальное значение полного тока КЗ. Ударный ток вычисляется по формуле: $K_y = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot y$, где $K_y = 1 + e^{-0,01/Ta}$ [2]. Время (Ta), при котором ударный ток уменьшается в 2,72 раза, называется временем затухания аperiodической слагаемой тока короткого замыкания. Значения Ta зависят от результирующих активного и индуктивного сопротивлений схемы замещения рассматриваемого объекта. Последние, в свою очередь, определяются параметрами конкретной схемой соединения оборудования.

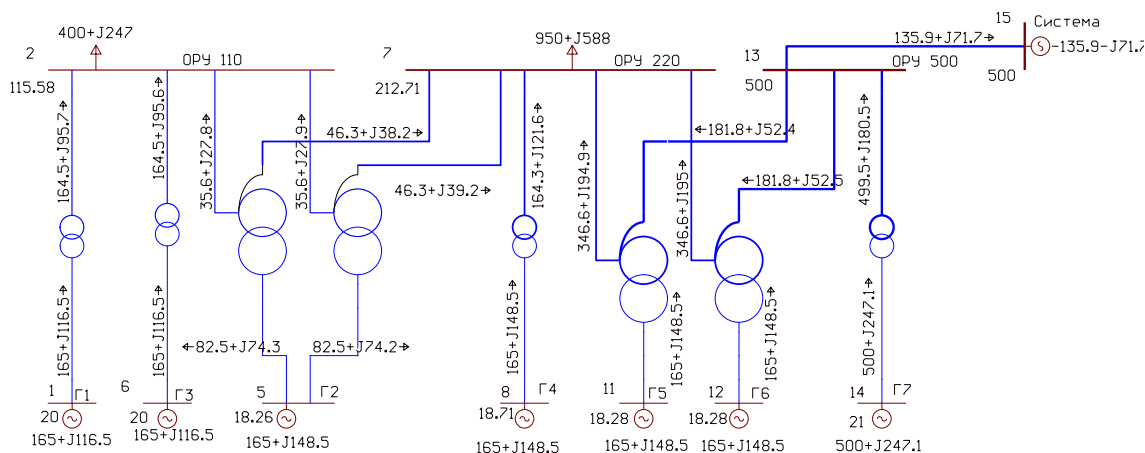


Рис. 2. Схема электростанции в программе RastrWin

В большом количестве литературных источников, рекомендуется для расчета Ta (следовательно и Ky) пользоваться некоторыми усредненными значениями с [2]. Для проверки соответствия рекомендованных значений Ta реальным параметрам была проведена серия расчетов режимов трехфазного короткого замыкания для ГРЭС в программе GFAULTS. Параметры оборудования (турбогенераторов, силовых трансформаторов) были приняты в соответствии с [1]. Короткое замыкание выполняли на выводах генератора G3 (рис. 3). В таблице 3 приведено сравнение программных результатов расчета Ta с рекомендованными по [2].

**СЕКЦИЯ 12. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ, АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ
НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**

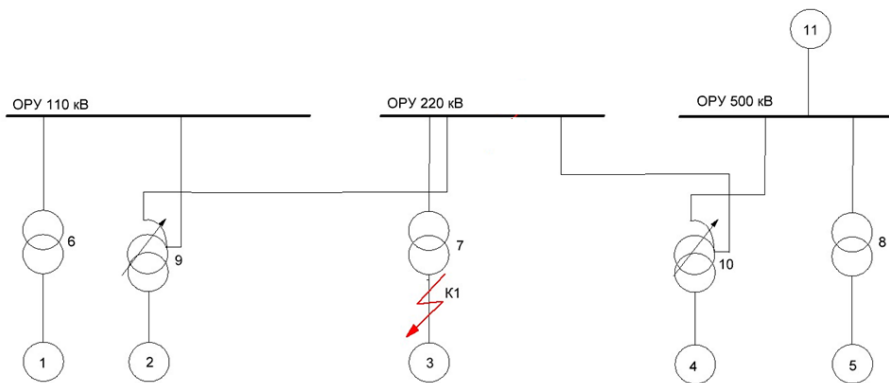


Рис. 3. Упрощенная схема электростанции для расчета трехфазного короткого замыкания

Таблица 2
Анализ постоянной времени затухания аperiodической составляющей тока трехфазного короткого замыкания

Место замыкания	Элемент (табличное описание) [2]	Ta, с [2]	Ta, с; (расчетное значение)
КЗ-1 Генератор G3	Система, связанная со сборными шинами, где рассматривается КЗ, через трансформаторы мощностью 80 МВ*А и выше	0,06-0,15	0,108
	Блоки, состоящие из турбогенератора и повышающего трансформатора, при различной мощности турбогенераторов	0,32	0,591; 0,249; 0,468; 0,746; 0,592

Сравнивая полученные результаты с рекомендованными значениями, можно сделать вывод о том, что время затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания T_a совпадает с табличными данными только в отдельных случаях.

Литература

1. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие/ Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков: учебное пособие / — Санкт-Петербург: БХВ-Петербург, 2013. — 607 с.: илл.
2. Электрооборудование станций и подстанций: учебник для техникумов. / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин. — 4-е изд., стер. — Екатеринбург: АТП, 2015. — 648 с.: ил.

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ

Подсекция 1 – Углеводородное сырье

СОВРЕМЕННЫЕ ПРОЦЕССЫ ПЕРЕРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

В.И. Ерофеев, профессор, заслуженный деятель науки РФ

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В последние годы в связи с сильной выработкой более 90 % действующих месторождений так называемой «легкой» нефти в мире все больший вклад в общий сырьевой нефтяной баланс вносят трудноизвлекаемые тяжелые нефти, что требует огромных затрат не только по их добыче, но и созданию новых высокоэффективных технологий по глубокой переработке различных тяжелых дистиллятов и нефтяных остатков с использованием катализаторов и различных термических процессов.

Трудноизвлекаемые тяжелые нефти многих современных месторождений мира в отличие от ранее добываемых месторождений нефти обладают повышенной плотностью, высоким содержанием различных полиароматических углеводородов и гетероатомных соединений, особенно сернистых веществ и располагаются преимущественно в низкопроницаемых горных породах. Переработка таких тяжелых нефтей и их дистиллятов требует применения для их переработки различных гидрогенизационных процессов: гидрокрекинга, гидроочистки, каталитического крекинга и термических гидропроцессов [1-3].

Кроме того необходимо отметить, что развитие современной мировой нефтепереработки характеризуется постоянным ужесточением экологических требований к физико-химическим и эксплуатационным характеристикам моторных топлив, выполнение которых требует огромных капитальных и эксплуатационных затрат.

Все больший вклад в общий сырьевой энергетический баланс вносят различные виды легкого углеводородного сырья: природный и попутные нефтяные газы, газовые конденсаты, что требует огромных затрат для создания и разработки новых эффективных технологий по их глубокой переработке в различные ценные продукты.

Нефтегазохимия стала частью нефтегазового комплекса, входя составным элементом в структуру крупнейших нефтегазовых компаний мира. Важной особенностью современной нефтегазопереработки является создание новых эффективных ресурсо- и энергосберегающих экологически чистых процессов переработки углеводородного сырья. Одним из наиболее перспективных направлений развития отечественной нефтегазохимии являются создание новых прямых процессов переработки природных и попутных нефтяных газов и газовых конденсатов в различные ценные продукты: низшие олефины C₂-C₄, ароматические соединения, высоколиквидные моторные топлива: высокооктановые бензины различных марок, дизельные и авиационные топлива [4-10].

Альтернативными технологиями переработки природных и попутных нефтяных газов могут быть процессы получения различных классов углеводородов через синтез-газ по Фишеру-Тропшу. Технология Фишера-Тропша позволяет получать различные смеси парафинов с олефинами или линейные парафины нормального строения, переработка которых требует комплексной схемы производства. Существующие в настоящее время процессы фирм Sasol и Shell недостаточно технологичны и требуют огромных капиталовложений. Технология получения углеводородов из синтез-газа значительно менее производительна, чем процессы получения метанола или диметилового эфира.

В отличие от многих процессов нефтепереработки современные газохимические технологии – это более сложные, многостадийные энергоемкие процессы, требующие огромных энергетических и капитальных затрат. Это объясняется термодинамическими, кинетическими и другими технологическими особенностями процессов нефте- и газохимии.

Если в основе нефтехимических процессов лежит преимущественно разрыв относительно слабых C-C и C-H связей в длинных углеводородных цепочках различных молекул нефтяных дистиллятов с целью получения более низкомолекулярных соединений, то основное направление газохимических процессов прямо противоположно: из небольших и очень химически стабильных молекул метана и его ближайших гомологов (этана, пропана и бутанов) необходимо получать различные по строению более высокомолекулярные соединения, что требует значительных энергетических затрат, а также более эффективных катализаторов. Также важно отметить, что в основе многих нефтехимических процессов лежит в первую очередь разработка активных и долговечных катализаторов, то в газохимических процессах на первом плане стоит достижение необходимой селективности процессов по целевым продуктам [11-16].

Данные газохимические процессы требуют использования новых эффективных, высокостабильных и активных катализаторов для получения смеси углеводородов и разработка наноструктурированных катализаторов может позволить увеличить эффективность этих процессов. Наиболее перспективными для

переработки природного газа, попутных нефтяных газов и газовых конденсатов являются катализаторы на основе микропористых высококремнеземных цеолитов типа MFI, которые благодаря своей микропористой структуре (диаметр пор 6-8 Å) и молекулярно-ситовым свойствам активны и селективны в реакциях дегидрирования, крекинга, олигомеризации и дегидроциклизации с образованием олефиновых, изопарафиновых и ароматических углеводородов.

Важными техническими решениями при создании этих процессов может быть использование сларри – реакторов, микроканальных реакторов. Также, возможно, решение, связано с использованием наноструктурированных мембран и другие высокоэффективные технологии.

Таким образом, в заключение необходимо отметить, что для газохимии важнейшими признаны технологии, связанные с переработкой природных и попутных нефтяных газов в синтез-газ, с конверсией синтез-газов через метанол в бензины и олефины, конверсией диметилового эфира в бензины, получением олефинов из диметилового эфира, получение метанола из синтез-газа в кипящем слое, мембранные технологии разделения и выделения водорода, получение синтез-газа с раздельным окислением – восстановлением, получение этилена из метана окислительной димеризацией и другие процессы, направленные на переработку различных дешевых видов углеводородного и органического сырья на получение низших олефинов, алкилароматических и кислородсодержащих соединений, высоколиквидных моторных топлив и других ценных продуктов.

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. Мирская нефтепереработка: экологическое измерение. – М.: Академия, 2003. – 262 с.
3. Ерофеев В.И. Проблемы и перспективы развития нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности России. // В Сб.: «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. Том II; Томский политехнический университет; под ред. А. Ю. Дмитриева. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. Т. 2. С. 44–47.
4. Erofeev V.I., Adyaeva L.V., Kukhareno O.A. Effect of high-temperature treatment of Pentasils on their acid catalytic properties in conversion of straight-run Naphthas. // Russ. J. Appl. Chem. 2001. V. 74. № 11. P. 1846 – 1849.
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. Erofeev V.I., Adyaeva L.V. Transformations of straight-run Naphthas on Indium-modified pentasils. // Russ. J. Appl. Chem. 2003. V. 76. № 7. P. 1083–1088.
7. Vosmerikov A.V., Erofeev V.I. Effect of high-temperature steam treatment on acidic and catalytic properties of Catalysts for Aromatization of lower Alkanes // Russian Journal of Physical Chemistry. – 2000. – V. 74. – Suppl. 3. – P. 537 – 540.
8. Trofimova A.S., Erofeev V.I., Koval L.M. The Preparation of the lower olefins from C₃-C₄ Alkanes on ZSM-5 Zeolites modified by Lithium // Russian Journal of Physical Chemistry. – 2002. – V. 76. – N 6. – P. 922–925.
9. Safronova S.S., Koval L.M., Erofeev V.I. Catalytic activity of Ga-containing zeolite catalysts in the coupled reforming of methanol and C₃-C₄ alkanes. // Theoretical Foundations of Chemical Engineering. – 2008. – V. 42. – № 5. – P. 550–555.
10. Ерофеев В.И., Хасанов В.В., Егорова Л.А. Получение ароматических углеводородов из низших алканов C₃-C₄ на цеолитсодержащих катализаторах. // Фундаментальные исследования. – 2017. – № 10, ч. 3. – С. 433–437.
11. Ерофеев В.И., Хасанов В.В., Вайсбеккер М.С., Егорова Л.А. Конверсия попутных нефтяных газов C₃-C₄ на цеолитных катализаторах, модифицированных гетерополисидами состава Mo-P-Co. // Успехи современного естествознания. – 2017. – № 7. – С. 7–11.
12. Pidko E.A., Santen R.A.V. Activation of light alkanes over zinc species stabilized in ZSM-5: A comprehensive DFT study. // J. Phys. Chem.: C. – 2007. – V. 111. – № 6. – P. 2643 – 2655.
13. Bhan A., Delgass W.N., Propane aromatization over HZSM-5 and Ga/HZSM-5 catalysts. // Catalysis Reviews – Science and Engineering. – 2008. – V. 50. – № 1. – P. 19–151.
14. Bai L.Y., Zhou Y.M., Zhang Y.W., Liu H., Tang. Influence of Calcium Addition on Catalytic Properties of PtSn/ZSM-5 Catalyst for Propane Dehydrogenation. // Catal. Lett. – 2009. – V. 129. – P. 449–456.
15. Choudhary V.R., Mantri K., Sivadinarayana C. Influence of zeolite factors affecting zeolitic acidity on the propane aromatization activity and selectivity of Ga/H-ZSM-5. // Microporous and Mesoporous Materials. - 2000. - V. 37. - № 1-2. - P. 1–8.
16. Asachenko E.V., Rodina O.V., Ordonskii V.V., Gurev Yu.V., Ivanova I.I. Specifics of the deactivation of acid and zinc-containing propane aromatization catalysts. // Petroleum Chemistry. – 2008. – V. 48. – № 2. – P. 100 – 104.

**СИНТЕЗ ВОЛЬФРАМОВИСМУТИТОВОЙ КИСЛОТЫ И ЕЕ СОЛЕЙ КОБАЛЬТА И НИКЕЛЯ,
ПЕРСПЕКТИВНЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ ПЕРЕРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ**

Н.Д. Власова¹, В.И. Ильков¹, Л.А. Егорова¹

Научные руководители: доцент Л.А. Егорова¹, профессор В.И. Ерофеев²

¹Национальный исследовательский Томский государственный университет, г.Томск, Россия

²Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Гетерополисоединения (ГПС) - особый класс неорганических полимерных соединений. Известно множество ГПС, имеющих сложную координацию и геометрию аниона, например молибдо- и вольфрамфосфаты со структурой Андерсона $[\text{H}_5\text{PMo}(\text{W})_6\text{O}_{24}]^{2-}$, Кеггина $[\text{HPMo}(\text{W})_{12}\text{O}_{40}]^{2-}$ и Доусона $[\text{H}_4\text{P}_2\text{Mo}(\text{W})_{18}\text{O}_{62}]^{2-}$. Путем изменения состава и структуры гетерополисоединений можно независимо в широких пределах варьировать их окислительные и кислотные свойства [1].

Благодаря этим свойствам ГПС находят применение в качестве гомогенных и гетерогенных катализаторов нефтехимической промышленности и органического синтеза [2,3,4]. Кислотные свойства ГПС зависят не только от протонов находящихся в структуре гетерополисоединения, но и протонов кристаллизационной воды [1]. По данным ЯМР

кислотные протоны свободно обмениваются с протонами кристаллизационной воды. В работах Максимовской Р.Л. показано, что при температурах больше 150 °С протоны свободно перемещаются по элементам структуры и безводных гетерополикислот (ГПК) [5]. Также обмениваться с водой могут и атомы кислорода связей М=О и М-О-М кристаллических ГПК, причем скорость обмена кислорода в ГПК выше чем в соответствующих оксидах металлов [1]. При этом, установлено, что в процессе адсорбции не имеет значения то, что часть ГПА недоступна для адсорбируемого вещества т. к. в реакцию вступают не только поверхностные протоны но и протоны, которые находятся в объеме образца [6]. Количество и подвижность активных центров в ГПС-катализаторах во многом зависит от структуры ГПА.

Формирование структуры ГПА определяется особенностями ведения синтеза из водных сред [7-8]. В данной работе вольфрамовисмутитовая кислота и ее соли кобальта и никеля были синтезированы по методикам, описанным в работах [9-10], из водных солянокислых растворов. Благодаря большим размерам и π-электронному сопряжению в сложной структуре, водные растворы ГПС поглощают в УФ области [5].

УФ-спектры растворов вольфрамовисмутитовой кислоты были получены на спектофотометре LEKI SS2107UV. На спектрах растворов образцов в области 190 до 290 нм наблюдаются эффекты, связанные с сосуществованием различных форм гетерополианионов. Было установлено, что характер спектров изменяется не только с изменением рН растворов, времени стояния, но и концентрации исходных реагентов. Разбавление раствора вольфрамовисмутитовой кислоты при поддержании постоянного значения рН приводит к смещению пиков в длинноволновую область, что очевидно связано с зависимостью состава ГПА от концентрации исходных реагентов [11]. Уменьшение рН с 5 до 4 единиц приводит к смещению и уменьшению интенсивности полосы поглощения.

При длительном стоянии раствора в течение суток равновесие ГПА смещается в сторону образования структур Кеггина. Из полученных данных следует, что для последующей кристаллизации вольфрамовисмутитовой кислоты и ее солей нужно брать растворы с низким значением рН (менее 4) при длительной выдержке раствора с целью получения упорядоченных структур 12-ого ряда. Твердые образцы вольфрамовисмутитовой кислоты и ее солей кобальта и никеля получали упариванием водных концентрированных растворов.

ИК-спектры были сняты на приборе SPECORD в интервале частот 400–4000 см⁻¹. В ИК-спектрах соединений наблюдаются полосы, относящиеся к колебаниям связей Н-О, W-О и Bi-О, а так же присутствуют группы частот, характерные для гетерополисоединений [12,13]. Полученные результаты позволяют отнести синтезированные вещества к ГПС со структуры Кеггина. Рентгенофазовый анализ образцов проведен на приборе Rigaku Miniflex 600 с CuK_α-излучением. Результаты РФА кислоты и ее солей указывают на мелкокристаллический характер синтезированных ГПС.

Рентгеноспектральный анализ выполнен на приставке Quantax на базе растрового электронного микроскопа Hitachi TM 3000. SEM-изображения полученной вольфрамовисмутитовой кислоты указывают на существование двух типов кристаллов: мелкие кристаллиты с размером 12 мкм и крупные с размером 100-200 мкм.

Проведенный качественный анализ позволяет выделить две фазы: хлорид натрия и вольфрамовисмутитовую кислоту. Синтезируемый вольфрамовисмутит кобальта был использован для модифицирования цеолита ZSM-5, методом пропитки. Модифицированные цеолиты исследовали в качестве катализаторов превращения пропан-бутановой фракции. Эксперимент проводили на проточной каталитической установке со стационарным слоем катализатора при температуре 350 - 425 °С, атмосферном давлении со скоростью подачи сырья 2 ч⁻¹[3,14].

В общем, наблюдается повышение выхода жидкой фазы и уменьшение выхода газовой фазы (табл. 1) и увеличение октанового числа бензиновой фракции.

Таблица 1

Результаты конверсии бензиновых фракций на цеолитных катализаторах, модифицированных ГПС

Катализатор	T, °C	Выход газовой фазы, %	Выход жидкой фазы, %	ИОЧ
Н-ЦКЕ-Г	375	36,81	63,19	94,72
	400	42,90	57,10	96,66
	425	45,12	54,88	95,49
1% ГПС (W-Bi-Co)/99% Н-ЦКЕ-Г	375	34,07	65,93	96,81
	400	39,27	60,73	97,32
	425	45,56	54,54	99,00
3% ГПС (W-Bi-Co)/97% Н-ЦКЕ-Г	375	33,43	66,57	97,47
	400	36,92	63,08	98,29
	425	39,77	61,23	98,94

Таким образом, из водных солянокислых растворов получены вольфрамвисмутитовая кислота и ее соли кобальта и никеля. Методами УФ-спектроскопии, ИК-спектроскопии, рентгенофазового анализа, растровой электронной микроскопии показано, что полученные ГПС относятся к 12 ряду со структурой Кеггина.

Установлено, что использование вольфрамвисмутита никеля в качестве модификатора цеолитных катализаторов повышает эффективность каталитического превращения бензиновых фракций, увеличивая октановое число до девяносто девяти пунктов по исследовательскому методу.

Литература

1. Кожевников И.В., Матвеев К.И. Гетерополикислоты в катализе // Успехи химии. – 1982. – Т. 51. – № 11. – С. 1875.
2. Бахиш-Заде А. А., Смирнова Н. А., Шендерова Р. И. В кн. Нефтехимические синтезы. Баку, 1976, вып. 3, с. 88.
3. Ерофеев В.И., Хомяков И.С., Егорова Л.А. Получение высокооктановых бензинов на модифицированных цеолитах ZSM – 5. // Теоретические основы химической технологии. - М., 2014. - Т.48. - №1. – С.1-7.
4. Власова Н.Д., Матвеева Е.Ю., Ильков В.И., Егорова Л.А., Ерофеев В.И. Влияние модифицирующей добавки вольфрамвисмутита кобальта и условий обработки на зауглероженность цеолитных катализаторов конверсии прямогонных бензинов в высокооктановые бензины // Труды XXI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 130-летию со дня рождения профессора М.И. Кучина. Томск, НИ ТПУ 03-07 апреля 2017 г. – Томск, 2017 – Ч. 2. – С. 226 – 228.
5. Maksimovskaya R.L., Bondareva V.M. Aleshina G.L. NMR spectroscopic studies of interaction in solution during the synthesis of MoVTeNb oxide catalysts // Europ. J. Org. Chem. – 2008. – V. – N 31. – P. 4906 - 4914.
6. Misono M. и др. VII Int. Congress on Catalysis. Preprints. Tokyo, 1980, B27.
7. Furuta M., Sakala K., Misono M., Yoneda Y. Chem. Letters, 1979, № 1, p. 31.
8. Радишевская Н.И., Егорова Л.А., Козик В.В. Изучение состава и физико-химических свойств молибдофосфатов кобальта. // Журнал прикладной химии. – 2003. – Т. 76. – Вып. 6. – С. 892–895.
9. Никитина Е.А. Гетерополисоединения. М.: Госхимиздат, 1962. 326 с.
10. Поп, М.Т. Гетерополи- и изополиоксометаллаты / М.Т. Поп. – Новосибирск: Наука, Сибирское отделение, 1990. – 223с.
11. Чернов Е. Б. Синтез и исследование свойств гетерополисоединений декамолибдо-, декавольфрамогерманатов состава XZ₁₀O₃₆(n-), где X – Ge, Z – Mo,W / Е.Б. Чернов, Е.Е. Чернова, В.М. Плотников, И.В. Сидоренкова // Известия Томского политехнического университета. 2006. - Т. 309. № 1. – С. 94-98.
12. Накомото К. ИК-спектры и спектры КР неорганических координационных соединений: Пер. с англ./ Под ред. Ю.А. Пентина.- М.: Мир, 1991.- 536 с.
13. Patrut A., Vogge H., Forizs E., et al. // Rev. Roum. Chim. – 2010. – V. 55. – No. 11–12. – P. 865 – 870.
14. М.С. Вайсбеккер, Л.А. Егорова Синтез никелевой соли вольфрамвисмутита и исследование ее термической стабильности. // Известия высших учебных заведений. Физика. Т., 2014 - Т. 57 - № 7/2. – С. 31-35.
15. Егорова Л.А., Радишевская Н.И., Изаак Т.И. // Журнал прикладной химии. – 2003. – Т. 76. – Вып. 2. – С. 338–339.

МОДИФИКАЦИЯ ПОЛИДИЦИКЛОПЕНТАДИЕНА ОРГАНОФИЛЬНЫМИ ГЛИНАМИ

Н.А. Байкова

Научный руководитель – д.т.н., проф. В.Г. Бондалетов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Дициклопентадиен (ДЦПД) является побочным продуктом процесса пиролиза [1]. Является уникальным мономером из-за способности к полимеризации по нескольким механизмам. Один из них – метатезисная полимеризация. Полимеры из ДЦПД обладают хорошими прочностными характеристиками, устойчивы к действию высоких температур и агрессивных сред. Применяют в автомобилестроении для изготовления крупных деталей для грузовых машин и техники специального назначения [2].

В качестве катализаторов применяют катализаторы метатезисной полимеризации на основе комплексов галогенидов рутения [3].

Полидидцклопентадиен (ПДЦПД) обладает уникальным набором свойств, благодаря сшитой структуре, тем не менее есть необходимость в создании полимерных композиционных материалов с улучшенными физико-механическими характеристиками. Для этого применяют модифицирование полимерных материалов минеральными наночастицами. В качестве наполнителя зачастую используют природные глины, являющиеся гидрофильными минеральными наполнителями. Для придания органотфильности и лучшей совместимости с полимерной матрицей, минералы модифицируют различными поверхностно-активными веществами. Модифицирование может позволить получить наполнитель, способный самопроизвольно диспергироваться и распределяться равномерно в среде мономера [4].

Доступностью и широким применением обладают бентониты - природные глинистые гидроалюмосиликаты, основной компонент которых - монтмориллонит. Также бентониты содержат некоторые количества бейделлита, нонтронита и сапонита [4].

В качестве модификаторов для бентонита используют органические вещества, способствующие процессу эксфолиации, тем самым увеличивая межплоскостное расстояние. При этом происходит одновременно процесс гидрофобизации поверхности глины, обеспечивая совместимость с полимером [5].

Методика эксперимента

Как наполнитель использовали бентонит, модифицированный диалкил(C₁₆-C₁₈)диметиламмоний хлоридом при соотношении минерал : модификатор 5 : 1 (мас.).

В качестве мономера использовали дидцклопентадиен (ДЦПД), Uniwise Co (КНР), с содержанием основного вещества 99 %. Очистку ДЦПД от продуктов окисления осуществляли кипячением с Na при 100-105 °С в течение 4 часов, далее дистилляцией: отгонкой в вакууме при 95 °С для удаления от низкокипящих примесей, а затем отгонкой в вакууме чистого мономера.

К расчетному количеству ДЦПД были добавлены ингибиторы Irganox 1010(0,1 %) и Irgafos 168(0,1 %) квалификации «ч». Органобентонит с мономером перемешивали при помощи роторного диспергатора ИКА Т18 basic в течении 10 мин. при скорости 14000 об/мин. Для полимеризации использовали рутениевый катализатор Широка-Граббса [3] при соотношении катализатор : мономер 1:10000 мас. Форму с композицией выдерживали в течение 30 мин. при 80 °С, затем температуру подняли до 180 °С в течении одного часа и выдержали в течение одного часа при 180 °С. Затем форму охладили до 20-25 °С и извлекли образец.

Из пластины с помощью фрезероального станка Roland EXG 350 изготовили стандартные образцы для испытаний на ударную вязкость по Изоду (ГОСТ 19109-84), изгиб (ГОСТ 4648-2014) и разрыв (ГОСТ 11262-80). Испытания проводили на универсальной испытательной машине UGT-AI7000-M (Тайвань) и копре UGT-7045-НМН (Тайвань).

Результаты и обсуждения

На графиках, приведенных на рис.1,2,3, показаны зависимости физико-механических свойств глино-полимерных композиций от содержания наполнителя в интервале концентраций от 0 до 6 %.

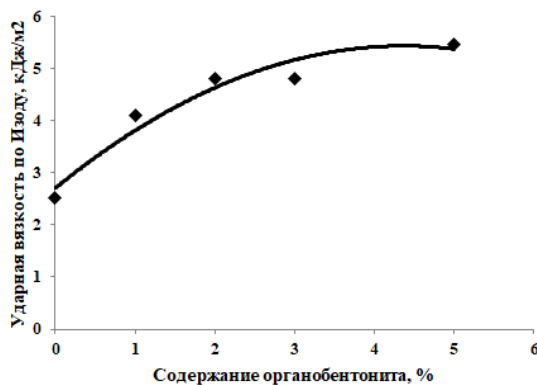


Рис. 1 Зависимость ударной вязкости композиции от содержания органобентонита

При увеличении значений степени наполнения органобентонитом от 0 до 6 % ударная вязкость композиции возрастает от 2,5 кДж/м² до 6 кДж/м², т.е. на 140 % по отношению к значениям ударной вязкости образца чистого ПДЦПД. Максимальный рост наблюдается в интервале концентраций органобентонита 0 - 2 %.

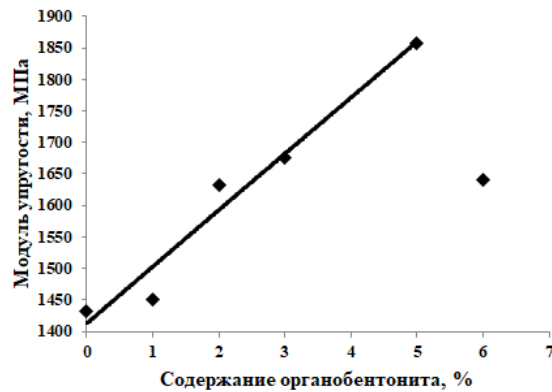


Рис. 2 Зависимость модуля упругости при изгибе композиции от содержания органобентонита

Модуль упругости при изгибе в интервале концентраций органобентонита от 0 до 5 % возрастает от 1432 МПа до 1858 МПа, то есть на 29,7 %. При увеличении содержания наполнителя дополнительно на 1 % наблюдается снижение до 1647 МПа значения модуля упругости от максимального значения.

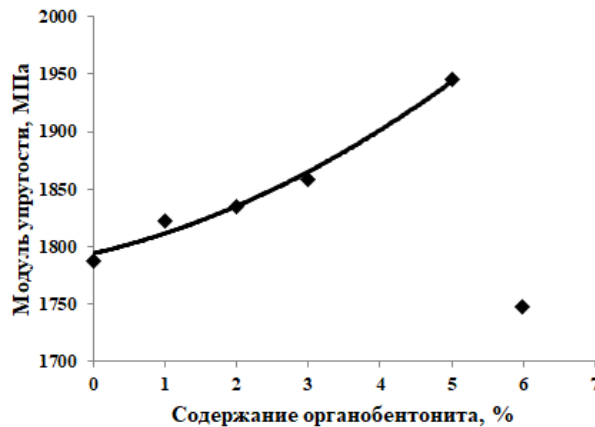


Рис. 3 Зависимость модуля упругости при разрыве композиции от содержания органобентонита

Величина модуля упругости композиционного материала при разрыве увеличивается от 1788 МПа до 1946 МПа, (на 8,8 %) при наполнении от 0 до 5 % органобентонита. Дальнейшее увеличение концентрации наполнителя, как ранее, снижает величины модуля упругости до 1746 МПа.

Снижение показателей модуля упругости при изгибе и разрыве при концентрации органобентонита в ПДЦПД свыше 5 % можно объяснить тем, что для каждого нанонаполнителя существует собственный предел наполнения, после которого наночастицы стремятся образовать агломераты микроразмеров. После этого характеристики композиции могут существенно измениться.

Литература

1. Думский Ю.В., Но Б.И., Бутов Г.М. Химия и технология нефтеполимерных смол. – М.: Химия, 1999. – 312 с.
2. Шарифуллин И. Г. и др. Использование реакций метатезисной полимеризации циклических олефинов для получения полимера дициклопентадиена //Пластические массы. – 2016. – №. 7-8. – С. 19-24.
3. Grubbs R. H. (ed.). Catalyst development. – Wiley-VCH, 2003.
4. Наседкин В.В., Демиденко К.В., Боева Н.М., Белоусов П.Е., Васильев А.Л. Органоглины. Производство и основные направления. // Актуальные инновационные исследования: наука и практика. 2012. № 3. С. 2.
5. Ray S. S., Okamoto M. Polymer/layered silicate nanocomposites: a review from preparation to processing //Progress in polymer science. – 2003. – Т. 28. – №. 11. – С. 1539-1641.

**АРОМАТИЗАЦИЯ C₃, C₄–АЛКАНОВ НА ZN-СОДЕРЖАЩЕМ ЦЕОЛИТЕ СТРУКТУРНОГО
ТИПА MFI**

А.А. Восмерилов, Л.Н. Восмерикова

Научный руководитель – старший научный сотрудник ИХН СО РАН Л.Н. Восмерикова
Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия

Получение ароматических углеводородов из низкомолекулярных парафинов остается актуальной задачей для промышленников и специалистов, занимающихся проблемами катализа [1-3]. Кроме того, требует незамедлительного решения проблема утилизации и переработки легких углеводородов: попутных нефтяных (широкая фракция легких углеводородов) и отходящих нефтезаводских газов. Основными компонентами этих углеводородных газов являются пропан и бутан. При разработке экологически чистых и безотходных каталитических технологий переработки альтернативных видов углеводородного сырья важное место отводится созданию эффективных катализаторов на основе высококремнеземных цеолитов структуры MFI [4-6]. На механизм реакции сильное влияние оказывают промотирующие добавки к цеолиту – галлий, цинк и другие металлы. В данной работе приводятся результаты исследований влияния состава исходного газообразного углеводородного сырья на выход и селективность образования целевого продукта в процессе дегидроциклизации на Zn-содержащем цеолите.

Высококремнеземный цеолит с силикатным модулем 40 синтезировали в гидротермальных условиях из щелочных алюмокремнегелей с использованием в качестве структурообразующей добавки гексаметилендиамина. Источником кремния служило жидкое стекло состава: 29 % SiO₂, 9 % Na₂O, 62 % H₂O, а алюминия – азотнокислый алюминий. Для перевода цеолита в активную H-форму полученный образец обрабатывали 25 %-ным водным раствором NH₄Cl при 90 °С в течение 2 ч, после удаления катионов натрия цеолиты в NH₄-форме сушили при 110 °С и прокачивали в атмосфере воздуха при 550 °С в течение 6 ч. Цинк вводили методом пропитки цеолита водным раствором азотнокислого цинка (Zn(NO₃)₂·6H₂O). Концентрация цинка (в пересчете на металл) в катализаторе составляла 3,0 % мас.

Превращение пропана и бутана в ароматические углеводороды (АрУ) изучали на стендовой установке проточного типа со стационарным слоем катализатора при атмосферном давлении, температуре реакции 450-600 °С и объемной скорости подачи сырья 500 ч⁻¹. Продукты реакции анализировали методом ГЖХ с использованием хроматографа «Хроматэк-Кристалл 5000.2». Для определения состава жидкой фазы использовали капиллярную колонку BP-1 PONA (100 м x 0.25 мм x 0.5 мкм), а для определения состава газовой фазы – капиллярную GS-Gas-Pro (60 м x 0.32 мм) и набивную Carbosieve S-II (4 м x 2 мм, 60/80 меш) колонки. При проведении экспериментов определяли степень превращения исходных алканов, выход газообразных и жидких продуктов, а также рассчитывали селективность образования продуктов реакции.

В таблице 1 представлены данные по влиянию состава исходного сырья и температуры на основные показатели процесса превращения C₃, C₄-алканов в ароматические углеводороды. Как видно из приведенных данных, на Zn-содержащем цеолите превращение пропана начинается при температуре реакции 450 °С, а при 500 °С и выше происходит образование ароматических углеводородов – бензола, толуола, ксилолов, а также более высокомолекулярных ароматических соединений, включая нафталин, метил- и диметилнафталины. Побочные продукты представлены газообразными углеводородами – метаном и этаном, в незначительном количестве присутствуют водород и олефины C₂-C₄, а также непревращенный пропан. С ростом температуры процесса происходит увеличение степени превращения пропана и селективности образования ароматических углеводородов. При температуре реакции 600 °С селективность образования ароматических углеводородов достигает 41,1 % при полном превращении пропана.

Бутан подвергается ароматизации гораздо легче, чем пропан. Превращение бутана на Zn-содержащем цеолите начинается уже при 400 °С, а заметное образование ароматических углеводородов – при 450 °С. С ростом температуры процесса конверсия бутана увеличивается, при 550 °С она достигает 100%. Выход ароматических углеводородов при данных условиях проведения процесса составляет 39,5 %, близкое количество ароматических углеводородов образуется при превращении пропана, но только при температуре 600 °С.

Таблица 1

Показатели процесса превращения C₃, C₄-алканов на Zn-содержащем катализаторе

Исходный углеводород	Т, °С	X, %	A, %	Селективность по продуктам, % мас.				
				H ₂	CH ₄	Алканы C ₂ -C ₅	Алкены C ₂ -C ₄	Арены
пропан	450	14	2,1	8,2	17,1	45,5	14,4	14,8
	500	60	19,3	4,0	19,7	38,7	5,4	32,2
	550	97	34,0	3,0	23,3	36,8	1,9	35,1
	600	100	41,0	3,6	27,1	26,2	2,1	41,1
бутан	400	13	0,6	2,3	4,8	76,9	11,5	4,7
	450	40	17,6	2,8	7,6	37,8	8,1	43,7
	500	79	30,8	2,9	13,9	37,7	6,7	38,7
	550	100	39,5	2,9	18,6	36,0	2,8	39,5

Примечание. Т – температура процесса; X – конверсия; A – выход ароматических углеводородов.

При оценке селективности ароматизации пропана и бутана на Zn-содержащем цеолитном катализаторе необходимо учитывать тот факт, что сравнение проводится при различных значениях конверсии исходных газов. На рис. 1 представлена зависимость выхода ароматических углеводородов от степени превращения пропана и бутана. Видно, что выход ароматических углеводородов линейно связан с конверсией, причем все точки для пропана и бутана лежат практически на одной прямой. Это означает, что в пределах точности измерений селективность образования ароматических углеводородов на Zn-содержащем цеолитном катализаторе не зависит от вида используемого углеводородного сырья.

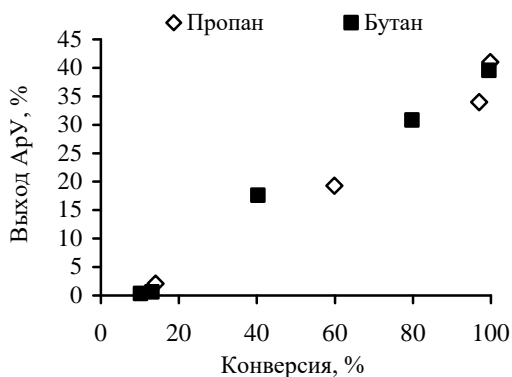


Рис. 1 Зависимость выхода ароматических углеводородов на Zn-содержащем цеолитном катализаторе от конверсии исходного газа

В табл. 2 приведены данные по влиянию состава исходного газа на выход целевого продукта и состав газообразных и жидких продуктов превращения пропана и бутана на Zn-содержащем катализаторе. Максимальное количество ароматических углеводородов при 550 °С образуется при превращении бутана (39,5 %). В составе ароматических углеводородов, образующихся при превращении бутана, содержится большее количество БТК-фракции (бензол, толуол, ксилол) и алкилбензолов, и меньше нафталиновых углеводородов по сравнению с составом катализата, полученном при превращении пропана. В составе газообразных продуктов реакции при превращении пропана содержится меньше олефиновых углеводородов C₂-C₄ и алканов C₃-C₄, в то время как по концентрации продуктов крекинга (метан и этан) составы газообразных продуктов при превращении пропана и бутана отличаются незначительно (табл. 2).

Таблица 2

Состав продуктов превращения пропана и бутана на Zn-содержащем катализаторе (T = 550 °С)

Исходное сырьё	Выход катализата, % мас.	Состав жидких продуктов, % мас.			Состав газообразных продуктов, % мас.				
		БТК-фракция	Алкил-бензолы	Нафталины	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	Алкены C ₂ -C ₄	Алканы C ₃ -C ₄
Пропан	34,0	63,7	16,5	19,8	4,4	34,2	54,1	2,7	4,6
Бутан	39,5	65,1	23,0	11,9	4,8	30,6	48,3	4,6	11,7

Таким образом, проведенные исследования показали, что эффективность каталитического процесса зависит не только от условий его проведения, но и от состава используемого исходного газообразного сырья. Для достижения близкой степени превращения пропана и бутана на Zn-содержащем цеолите и выхода целевого продукта температура конверсии пропана должна быть на 50 градусов выше при одинаковых других условиях.

Литература

1. Frey K., Lubango L.M., Scurrall M.S., Guezi L. Light alkane aromatization over modified ZnZSM-5 catalysts: characterization of the catalysts by hydrogen/deuterium isotope exchange // Reaction Kinetics, Mechanisms and Catalysis. – 2011. – V.104. – P.303-309.
2. Nayak V.S., Chodhary V.R. Acid strength distribution and catalytic properties of H-ZSM-5 // J. Catal. – 1983. – V. 81. – № 1. – P. 26-45.
3. Кутепов Б.И., Белоусова О.Ю. Ароматизация углеводородов на пентасилсодержащих катализаторах. – М.: Химия, 2000. 95 с.
4. Gianetto G., Mongue R., Galiasso R. Transformation of LPG into aromatic hydrocarbons and hydrogen over zeolite catalysts // Catalysis Review – Science & Engineering. – 1994. – V.36. – № 2. – P.274-304.
5. Восмеринова Л.Н., Барбашин Я.Е., Восмеринов А.В. Каталитическая ароматизация этана на цеолитах различного структурного типа, модифицированных цинком // Нефтехимия. – 2014. – Т. 54. – № 6. – С. 430-435.
6. 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. LII. – С. 15-21.

ИССЛЕДОВАНИЕ ТРИБОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК КОМПОЗИЦИЙ НА ОСНОВЕ
ПОЛИДИЦИКЛОПЕНТАДИЕНА

Д.Ю. Герман

Научный руководитель – д.т.н., проф. В.Г. Бондалетов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Рост потребления таких мономеров, как пропилен и этилен, привело к неизбежному увеличению образования одного из множества побочных продуктов их производства – дициклопентадиена. Из дициклопентадиена по реакции метатезисной полимеризации с раскрытием цикла получают сшитый терморезистивный полимер – полидициклопентадиен (ПДЦПД). Данный полимер обладает рядом хороших свойств, таких, как высокая прочность, низкая плотность, устойчивость к воздействию агрессивных сред и широкий интервал рабочих температур [1].

Введение в ПДЦПД различных эластомеров позволяет получать материал с набором оптимальных физико-механических характеристик. Такие материалы, в силу своих уникальных свойств, могут использоваться в различных областях промышленности, например в машиностроении и приборостроении. В качестве наполнителя был выбран этилен-пропиленовый синтетический каучук марки СКЭПТ-30, так как в его структуре содержатся дициклопентадиеновые звенья, которые, вероятно, могут вступать в реакцию сополимеризации с дициклопентадиеном.

Комплекс высоких прочностных характеристик предполагает возможность использования композитов на основе полидициклопентадиена в механизмах как материал для производства изделий в парах трения «металл-полимер», «полимер-полимер» [2].

Методика эксперимента. Дициклопентадиен предварительно подвергали очистке путём кипячения с металлическим натрием и последующей вакуумной перегонкой. Мономерную композицию готовили поэтапно. Сначала каучук растворяли в бензоле, затем в раствор добавляли чистый дициклопентадиен с композицией антиоксидантов марки Irganox B225. Затем беззол отгоняли. Полимерные композиты получали по реакции метатезисной полимеризации с раскрытием цикла с использованием рутениевого катализатора [3].

Полимеризацию проводили в металлической форме. Для этого добавляли катализатор в мономер в соотношении 1:10000, затем раствор заливали в форму, предварительно нагретую до 80 °С на 30 минут. По истечении времени повышали температуру печи до 180 °С и выдерживали в течение 60 минут. Полимерная пластина извлекалась при температуре не ниже 25 °С.

Для измерений были получены композиции ПДЦПД с содержанием СКЭПТ-30 от 1 до 5 % мас.

Из полученных материалов изготавливали диски диаметром 40 мм, после чего проводили обработку поверхности на шлифовально-полировальном станке ATM SAPHIR 520 (Германия). Шероховатость диска после обработки составила $R_a = 0,1$ мкм.

Испытания полученных образцов проводили на высокотемпературном трибометре CSM THT-S-AX0000 (Швейцария), в роли индентора выступал металлический шарик диаметром 3 мм из подшипниковой стали ШХ15.

Таблица 1

Результаты трибологических испытаний

Средний коэффициент трения композита	Скорость вращения диска, см/с					
	10	20	30	40	50	58
$\mu_{\text{ср}}$ ПДЦПД+1% СКЭПТ-30	0,352	0,344	0,275	0,308	0,311	-
$\mu_{\text{ср}}$ ПДЦПД+2% СКЭПТ-30	0,345	0,277	0,184	0,186	0,207	-
$\mu_{\text{ср}}$ ПДЦПД+3% СКЭПТ-30	0,357	0,295	0,230	0,236	0,238	-
$\mu_{\text{ср}}$ ПДЦПД+4% СКЭПТ-30	0,316	0,297	0,240	0,237	0,214	0,246
$\mu_{\text{ср}}$ ПДЦПД+5% СКЭПТ-30	0,418	0,354	0,335	0,267	0,249	0,217

Исследования проводили методом «индентор-диск» при радиусе трека 11 миллиметров, длине пробега 690 метров (10000 кругов), температуре 25 °С, давлении 14,5 кг/см² и линейных скоростях вращения диска от 10 до 58 см/с.

Для композитов с содержанием СКЭПТ-30 1 %, 2 % и 3 % на графиках зависимостей среднего коэффициента трения от скорости вращения (рис. 1) следует отметить наличие минимумов, что свидетельствует о начале критических разрушений. Об этом также свидетельствует увеличение коэффициента трения при скоростях, превышающих скорость минимального коэффициента трения. Для композитов с содержанием каучука 4 % и 5 % интервал скоростей был расширен до 58 см/с. Для образца ПДЦПД + 4 % СКЭПТ-30 минимум был получен при линейной скорости движения индентора 50 см/с, для образца ПДЦПД + 5% СКЭПТ-30 в выбранном интервале линейных скоростей точка минимума, соответствующая началу разрушений, не наблюдалась.

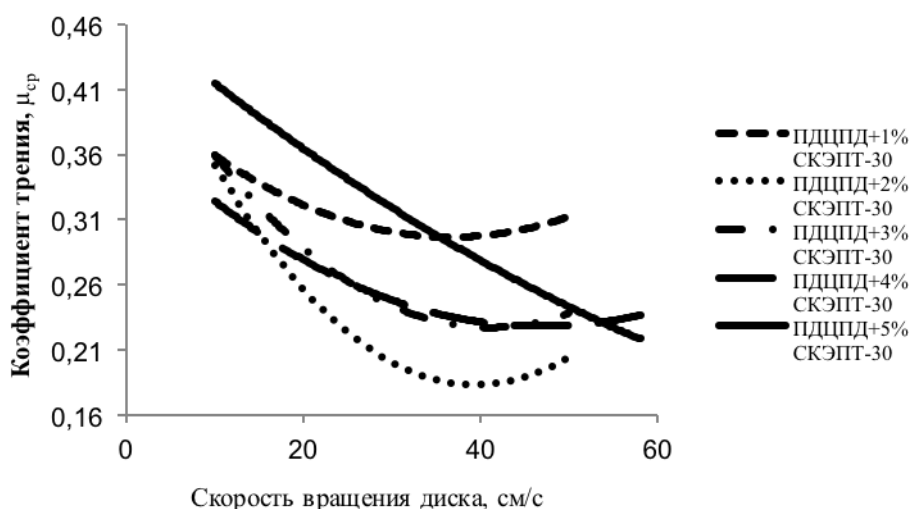


Рис. 1 Зависимость коэффициента трения от скорости вращения диска для композитов ПДЦПД-СКЭПТ-30

Заметно, что при повышении концентрации СКЭПТ-30 в композите минимум смещается в область более высоких скоростей. Отсюда следует, что с увеличением концентрации каучука в полимере увеличивается диапазон рабочих скоростей.

Литература

1. Брагинский О.Б. Мировая нефтехимическая промышленность. – М.: Наука, 2003. – 556 с.
2. Волостнова О.И., Мингазетдинов И.Ф. Применение новых полимерных материалов в машиностроении. – М.: КГТУ, 2000. – 123 с.
3. Патент RU 2409420 С1. Рутениевый катализатор метатезисной полимеризации дициклопентадиена и способ его получения / Колесник В.Д., Аширов Р.В., Щеглова Н.М., Новикова Е.С. и др. Заявл. 21.08.2009. Опубл. 29.01.2011.

ТЕРМИЧЕСКАЯ ДЕСТРУКЦИЯ КОМПОНЕНТОВ ГУДРОНА В ПРОЦЕССЕ АКВАТЕРМОЛИЗА

А.В. Гончаров¹, Е.Б. Кривцов², А.К. Головкин²

Научный руководитель – старший научный сотрудник, канд. хим. наук Е.Б. Кривцов

¹ *Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия.*

² *Институт химии нефти Сибирское отделение Российской академии наук, г. Томск, Россия.*

Основной проблемой современной нефтеперерабатывающей промышленности является переработка тяжелых нефтяных остатков, из-за высокого содержания в них смолисто-асфальтеновых веществ и гетероатомных соединений [1]. Разработка простых методов деструкции смолисто-асфальтеновых компонентов позволит существенно повысить эффективность термических процессов переработки тяжелого углеводородного сырья и, как следствие, получать нефтепродукты с низким содержанием высокомолекулярных и гетероатомных соединений и высоким содержанием дистиллятных фракций [2].

Цель работы заключалась в исследовании состава и выявлении основных закономерностей термической деструкции компонентов гудрона при акватермолизе в присутствии карбоната кальция и оксида железа III.

Объектом исследования является гудрон Новокуйбышевского НПЗ, в состав которого входит высокое содержание смолисто-асфальтеновых веществ: смол – 33,6 % мас., асфальтенов – 5,7 % мас. Содержание масел составляет 60,7 % мас., гудрон является высокосернистым – 3,04 % мас., что характеризует его как неподходящее сырье для получения бензинов и дизельных топлив.

Акватермолиз гудрона проводился в реакторах-автоклавах объемом 12 см³ при температуре 500 °С в течение 45 минут. Масса навески гудрона составляла 7 г, навеска воды – 1,8 г. Количество воды рассчитывалось таким образом, чтобы в процессе крекинга создать сверхкритические условия. В качестве инициаторов процесса крекинга добавляли карбонат кальция (СаСО₃ ГОСТ 4530-76, размер частиц 60-100 мкм) и порошкообразный оксид Fe(III). При проведении эксперимента фиксировалась масса пустого реактора и масса реактора с загруженным в него образцом, подготовленным к акватермолизу. После проведения термической обработки сырья, выход газообразных продуктов определяли по потере массы реактора с образцом после удаления из

СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 1 – УГЛЕВОДОРОДНОЕ СЫРЬЕ

реактора газовых продуктов. Полученная разница между массой реактора до эксперимента и после определялась как кокс.

Групповой состав сырья и продуктов его аквагермолиза определяли по традиционной схеме: сперва устанавливали содержание асфальтенов в образце «холодным» методом Гольде. Затем концентрацию масел и смол в полученных мальтенах определяли адсорбционным способом, нанося анализируемый продукт на активированный силикагель АСК, помещая смесь в экстрактор Сокслета и последовательно вымывая углеводородные компоненты: масла- н-гексаном и смолы – этанол-бензольной смесью 1:1.

Исходный гудрон содержит значительное количество смолисто – асфальтовых компонентов в своем составе (таблица 1), при термообработке происходит деструкция преимущественно смол с образованием нефтяного кокса и газа [3]. Состав продуктов аквагермолиза гудрона Новокуйбышевского НПЗ в присутствии добавки CaCO_3 (0,19 – 8,76 % мас.) представлен в таблице 1. Установлено, что увеличение количества карбоната кальция (до 0,31 % мас.) приводит к увеличению газообразования, количество жидких продуктов крекинга снижается на 20 % (по сравнению с составом продуктов термокрекинга), количество масел уменьшается на 10 % мас. по сравнению с составом исходного гудрона, уменьшается количество асфальтенов и кокса. Увеличение количества добавки CaCO_3 (0,95 % мас. и больше) приводит к изменению направленности протекающих реакций: уменьшается деструкция смол и масел (как следствие, образуется значительно меньше газа), замедляется коксообразование. Как следствие, в составе жидких продуктов крекинга увеличивается количество асфальтенов, которые в свою очередь являются прекурсорами образования кокса. Наибольшая степень деструкции смолисто-асфальтовых компонентов гудрона достигается при использовании добавки карбоната кальция в количестве 0,31 % мас. и составляет 70% отн.

Таблица 1
Состав продуктов аквагермолиза гудрона Новокуйбышевского НПЗ с добавкой CaCO_3 (500 °С, 45 минут)

Условия крекинга	Содержание, % мас.					
	Газ	Жидкость	Кокс	Масла	Смолы	Асфальтены
Исх. гудрон	0	100	0	60,7	33,6	5,7
термокрекинг	8,3	81,3	10,4	54,7	16,1	10,5
+ 0,19 % мас. CaCO_3	22,8	71,5	5,7	49,8	18,1	3,6
+ 0,24 % мас. CaCO_3	34,6	60,5	4,9	50,4	8,7	1,4
+ 0,31 % мас. CaCO_3	33,0	61,6	5,4	50,0	9,4	2,2
+ 0,95 % мас. CaCO_3	14,0	84,5	1,5	61,3	19,0	4,2
+ 8,76 % мас. CaCO_3	11,4	78,7	9,9	53,5	18,4	6,8

Таблица 2
Состав продуктов аквагермолиза гудрона Новокуйбышевского НПЗ с добавкой оксида железа III (500°С, 45 минут)

Условия крекинга	Содержание, % мас.					
	Жидкость	Кокс	Газ	Асфальтены	Масла	Смолы
Исх. гудрон	100	0	0	5,7	60,7	33,6
термокрекинг	81,3	10,4	8,3	10,5	54,7	16,1
+ 5 % мас. Fe_2O_3	81,3	5,3	13,4	7,9	58,5	14,9
+ 3 % мас. Fe_2O_3	80,0	3,7	16,3	7,4	55,0	17,6
+ 1 % мас. Fe_2O_3	80,5	1,2	18,3	7,0	52,9	20,6
+ 0,5 % мас. Fe_2O_3	74,8	2,4	22,8	6,6	47,2	21,0
+ 0,1 % мас. Fe_2O_3	75,8	0,8	23,4	7,3	54,3	14,2

В таблице 2 представлено влияние оксида железа III на состав продуктов аквагермолиза гудрона. Установлено, что при увеличении количества добавки происходит увеличение коксообразования (т.к. увеличивается площадь поверхности, на которой возможно отложение кокса). Снижается газообразование, вследствие уменьшения деструкции компонентов масел, количество жидких продуктов крекинга увеличивается. Наибольшее образование компонентов масел происходит при добавлении 5 % мас. Fe_2O_3 .

Литература

1. Соляр Б.З. Аладышева Э.З., Галлиев Р.Г., Хавкин В.А. Каталитический крекинг остаточного нефтяного сырья // Технологии нефти и газа. – 2009. – № 1. – 3-11 с.
2. Окунев А.Г., Пархомчук Е.В., Лысиков А.И., Парунин П.Д., Семейкина В.С., Пармон В.Н. Каталитическая гидропереработка тяжелого нефтяного сырья // Успехи химии. – 2015. – № 9. – С. 987–999.
3. Karpov Y., Krivososova A., Krivtsov E., Golovko A., Krivtsova N. Heat Treatment Condition Influence on Novokuibyshevsk Vacuum Residue Component Composition // Procedia Chemistry. – 10 (2014). – P. 424 – 429.

**ПРЕВРАЩЕНИЕ ПРОПАН-БУТАНОВОЙ ФРАКЦИИ В АРОМАТИЧЕСКИЕ
УГЛЕВОДОРОДЫ НА ЦЕОЛИТСОДЕРЖАЩИХ КАТАЛИЗАТОРАХ**

С.Н. Джалилова

Научный руководитель – д.т.н., профессор В.И.Ерофеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В последние годы с интенсивным освоением нефтяных и газоконденсатных месторождений возникла острая необходимость в создании процессов и эффективных технологий по утилизации и глубокой химической переработке легких видов углеводородного сырья: природных и попутных нефтяных газов, газовых конденсатов в низшие олефины, ароматические углеводороды и компоненты моторных топлив [1-6].

Перспективными для переработки легкого углеводородного сырья, особенно низших алканов C₁-C₆, которые являются сильно инертными для химических превращений, являются цеолитсодержащие катализаторы на основе высококремнеземных цеолитов [7-14]. Высококремнеземные цеолиты типа ZSM-5, в отличие от других цеолитов и различных оксидных систем являются активными и селективными катализаторами в реакциях дегидрирования, крекинга, олигомеризации и дегидроциклизации с образованием низших олефинов, аренов и других ценных органических соединений.

Целью настоящей работы являлось исследование процесса превращения пропан-бутановой фракции (ПБФ) на цеолитсодержащих катализаторах в ароматические углеводороды.

В работе микропористые цеолиты синтезировали гидротермальным синтезом из щелочных алюмокремнегелей при 170-175°C в течение 4 суток с применением структурообразующей органической добавки X-масла (побочный продукт производства капролактама) по методике, описанной в [15]. В активную форму H-ЦКЕ-ХМ переводили путем обработки цеолита 1М водным раствором NH₄NO₃ с последующим высушиванием и прокалкой при 600°C. Превращение ПБФ состава: метан – 0,3; этан – 3,0; пропан – 80,9; бутаны – 15,8 мас. % на цеолитсодержащих катализаторах проводили по методике, описанной в [13]. В работе проводились исследования активности промышленного цеолитсодержащего катализатора и катализатора H-ЦКЕ –ХМ. Результаты исследований, представлены в таблице. Количество образующихся аренов является мерой каталитической активности катализатора.

По результатам экспериментальных данных можно сделать выводы, что при увеличении температуры процесса конверсии с 525°C до 600 °C и объемной скорости подачи сырья 240 ч⁻¹ на промышленном катализаторе и катализаторе H-ЦКЕ –ХМ наблюдается увеличение выхода жидкой фазы, возрастает содержание бензола. Выход газообразной фазы с увеличением температуры на промышленном катализаторе и H-ЦКЕ-ХМ уменьшается. Основными компонентами газообразных продуктов процесса превращения ПБФ в арены являются кроме пропана метан, этан и низшие олефины C₂-C₄ (таблица).

Таблица 1

Влияние температуры процесса на состав продуктов (мас. %) конверсии ПБФ на модифицированных цеолитных катализаторах при объемной скорости 240 ч⁻¹

Т, °С	Х, Степень конверсии, %	Газо-вая фаза, %	Компоненты газовой фазы, %		Жидкая фаза, %	Компоненты жидкой фазы, %			
			Алканы C ₁ -C ₄	Алкены C ₂ -C ₄		C ₆ H ₆	C ₇ H ₈	C ₈ +C ₉	C ₁₀ +
Образец - Sud - Chemie									
525	55,6	61,9	93,6	6,1	38,1	1,1	17,9	51,3	20,9
550	64,6	57,8	90,8	8,9	42,2	2,9	30,1	45,4	18,1
575	71,7	54,2	86,9	12,1	45,8	6,4	30,4	38,2	18,7
600	80,1	49,9	82,8	15,8	50,1	7,5	29,9	35,4	17,1
Образец - H-ЦКЕ-ХМ									
525	74,6	49,2	94,3	5,4	50,8	8,9	35,6	33,9	19,1
550	79,3	46,8	91,7	7,7	53,2	10,6	38,8	32,7	16,5
575	81,6	41,6	88,6	10,5	58,4	6,6	28,4	30,6	33,5
600	80,6	44,0	83,9	14,7	56,0	11,4	38	29	20,4

На рисунке представлена зависимость выхода жидкой фазы от температуры процесса превращения ПБФ. Наибольший выход жидких углеводородов (аренов) наблюдается на катализаторе H-ЦКЕ-ХМ и составляет 58,4% при 575°C и 50,8% при 525°C, а на промышленном катализаторе выход жидких углеводородов (аренов)

составил 50,1 % при 600 °С. Исходя из состава продуктов превращения ПБФ, можно сделать заключение, что основными реакциями на исследуемых катализаторах являются дегидрирование, крекинг и дегидроциклизация с преимущественным образованием метана, этана и низших олефинов в газообразных продуктах и ароматические углеводороды: бензол, толуол, ксилол и нафталиновые производные среди жидких углеводородов [16-19].

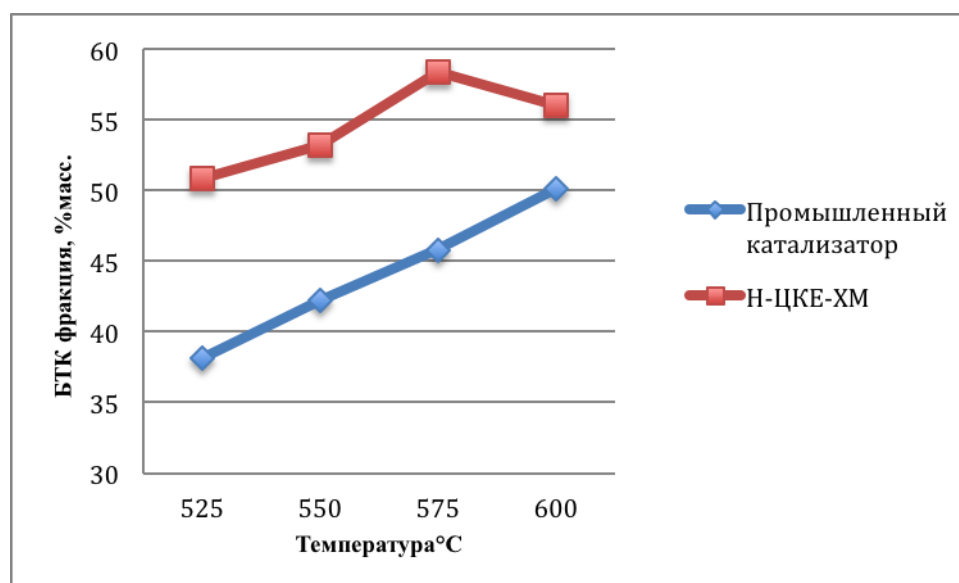


Рис.1 Влияние температуры процесса на выход жидкой фазы на промышленном катализаторе Sud – Chemie и цеолитсодержащем катализаторе Н-ЦКЕ-ХМ

Таким образом, проведя исследования двух образцов катализаторов Н-ЦКЕ-ХМ и промышленного катализатора можно сделать выводы, что более активным и селективным катализатором в образования жидких углеводородов (аренов) является катализатор Н-ЦКЕ-ХМ, на котором выход ароматических углеводородов составляет 58,4% при 600 °С, что на 8,3 % больше, чем на промышленном катализаторе.

Литература

- Ерофеев В.И. Проблемы и перспективы развития нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности России. // В Сб.: «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. Том II; Томский политехнический университет; под ред. А. Ю. Дмитриева. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. Т. 2. С. 44–47.
- Восмериков А. В., Ерофеев В. И. Исследование каталитической активности Ga-содержащих цеолитов в процессе ароматизации низших алканов //Журнал прикладной химии. – 1994. – Т. 67. – № 7. – С. 1152-1156.
- Vosmerikov A.V., Barbashin Ya.E., Erofeev V.I. Properties of Ga-containing pentasils in aromatization of lower alkanes after repeated reaction-regeneration cycles.// Russ. J. Appl. Chem. – 1995. – V. 68. – N 5. – P. 692–694.
- Choudhary V.R., Mantri K., Sivadinarayana C. Influence of zeolite factors affecting zeolitic acidity on the propane aromatization activity and selectivity of Ga/H-ZSM-5.// Microporous and Mesoporous Materials. – 2000. – V. 37. – № 1-2. – P. 1–8.
- 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.// Russian Journal of Physical Chemistry. – 2000. – V. 74. – Suppl. 3. – pp. S537–S540.
- Vosmerikov A.V., Erofeev V.I. Effect of high-temperature steam treatment on acidic and catalytic properties of Catalysts for Aromatization of lower Alkanes // Russian Journal of Physical Chemistry. – 2000. – V. 74. – Suppl. 3. – P. 537 – 540.
- Trofimova A.S., Erofeev V.I., Koval L.M. The Preparation of the lower olefins from C₃-C₄ Alkanes on ZSM-5 Zeolites modified by Lithium // Russian Journal of Physical Chemistry. – 2002. – V. 76. – N 6. – P. 922–925.
- Trofimova A.S., Erofeev V.I., Koval L.M. Synthesis of lower olefins from C₃-C₄ Alkanes on ZSM-5 Zeolites modified with Alkali Metals // Russian Journal of Applied Chemistry. – 2000. – V. 73. – N 12. – P. 2057 – 2061.
- Trofimova A.S., Erofeev V.I., Koval L.M. The Preparation of the lower olefins from C₃-C₄ Alkanes on ZSM-5 Zeolites modified by Lithium.// Russ. J. Phys. Chem. – 2002. – V. 76. – № 6. – P. 922–925.
- Erofeev V.I., Adyaeva L.V. Transformations of straight-run Naphthas on Indium-modified pentasils.// Russ. J. Appl. Chem. 2003. – V. 76. – № 7. – P. 1083–1088.
- Asachenko E.V., Rodina O.V., Ordonskii V.V., Gurev Yu.V., Ivanova I.I. Specifics of the deactivation of acid and zinc-containing propane aromatization catalysts.// Petroleum Chemistry. – 2008. – V. 48. – № 2. – P. 100 – 104.
- Safronova S.S., Koval L.M., Erofeev V.I. Catalytic activity of Ga-containing zeolite catalysts in the coupled reforming of methanol and C₃-C₄ alkanes.// Theoretical Foundations of Chemical Engineering. – 2008. – V. 42. – № 5. – P. 550–555.
- Ерофеев В.И., Хасанов В.В., Егорова Л.А. Получение ароматических углеводородов из низших алканов C₃-C₄ на цеолитсодержащих катализаторах. // Фундаментальные исследования. – 2017. – № 10, ч. 3. – С. 433–437.

14. Ерофеев В.И., Хасанов В.В., Вайсбеккер М.С., Егорова Л.А. Конверсия попутных нефтяных газов C₃-C₄ на цеолитных катализаторах, модифицированных гетерополисоединениями состава Mo-P-Co. // Успехи современного естествознания. – 2017. – № 7. – С. 7–11.
15. Ерофеев В.И., Коваль Л.М. Синтетический цеолит и способ его получения. // Пат. RU № 2313487. 2007. Опубли.: 27.12.2007.
16. Pidko E.A., Santen R.A.V. Activation of light alkanes over zinc species stabilized in ZSM-5: A comprehensive DFT study. // J. Phys. Chem.: C. – 2007. – V. 111. – № 6. – P. 2643 – 2655.
17. Bhan A., Delgass W.N., Propane aromatization over HZSM-5 and Ga/HZSM-5 catalysts. // Catalysis Reviews – Science and Engineering. – 2008. – V. 50. – № 1. – P. 19–151.
18. Bai L.Y., Zhou Y.M., Zhang Y.W., Liu H., Tang. Influence of Calcium Addition on Catalytic Properties of PtSn/ZSM-5 Catalyst for Propane Dehydrogenation. // Catal. Lett. – 2009. – V. 129. – P. 449–456.
19. Guo J., Lou H., Zhao H., Zheng L., Zheng X. Degydrogenation and aromatization of propane over rhenium-modified HZSM-5 catalyst. // Journal of Molecular Catalysis A: Chemical. – 2005. – V. 239. – P. 222-227.

СПОСОБ УЛУЧШЕНИЯ КАЧЕСТВА ТОВАРНОГО ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА

А.М. Еремеева¹, К.С. Нелькенбаум², Т.А. Потехина¹

Научный руководитель – зав. кафедрой ХТПЭ Н.К. Кондрашева¹

¹Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия

²Институт нефтепереработки и катализа РАН, г. Уфа, Россия

Пакет присадок к современным дизельным топливам состоит из цетаноповышающих, противоиозных, депрессорно-диспергирующих, антистатических, антиокислительных, промоторов воспламенения и др. Одними из основных являются противоиозные присадки, позволяющие предотвратить или уменьшить износ деталей двигателя автомобиля. Но вместе с улучшением смазывающей способности одновременно происходит окислительная деградация и образование отложений в топливе. В связи с этим целесообразно использовать синергетическую топливную композицию, состоящую из противоиозной и антиокислительной присадок.

Присадки используют в двух основных случаях: при изготовлении топлив — для получения продукта, удовлетворяющего требованиям стандартов и при использовании стандартных топлив — для улучшения их эксплуатационных, экологических и эргономических характеристик. Также в России ряд научно-исследовательских институтов разрабатывают различные рецептуры присадок для внедрения и производства для нефтеперерабатывающих заводов. Центральный НИИ – ВНИИ НП (Всероссийский Научно-Исследовательский Институт по Переработки Нефти), также занимается стандартизацией и каталогизацией потребляемых присадок в России [1].

После получения и исследования образцов биодизельного топлива было принято решение о вовлечении их в качестве добавки к гидроочищенному малосернистому дизельному топливу в количестве, не превышающем 10% масс., а именно 3, 5 и 10%. По физико-химическим характеристикам, были выбраны образцы, полученные в процессе перестификации.

Таблица 1

Эффективность действия противоиозной присадки к дизельному топливу

Сравнительная характеристика	Образец 1	Образец 2	Образец 3
Содержание дизельного топлива, % масс.	99,0	95,0	90,0
Содержание сложного эфира, % масс.	1,0	5,0	10,0
Уменьшение диаметра пятна износа, %	56,0	74,5	70,0

В таблице 1 рассмотрены биодобавки на основе рыжикового масла и различных спиртов.

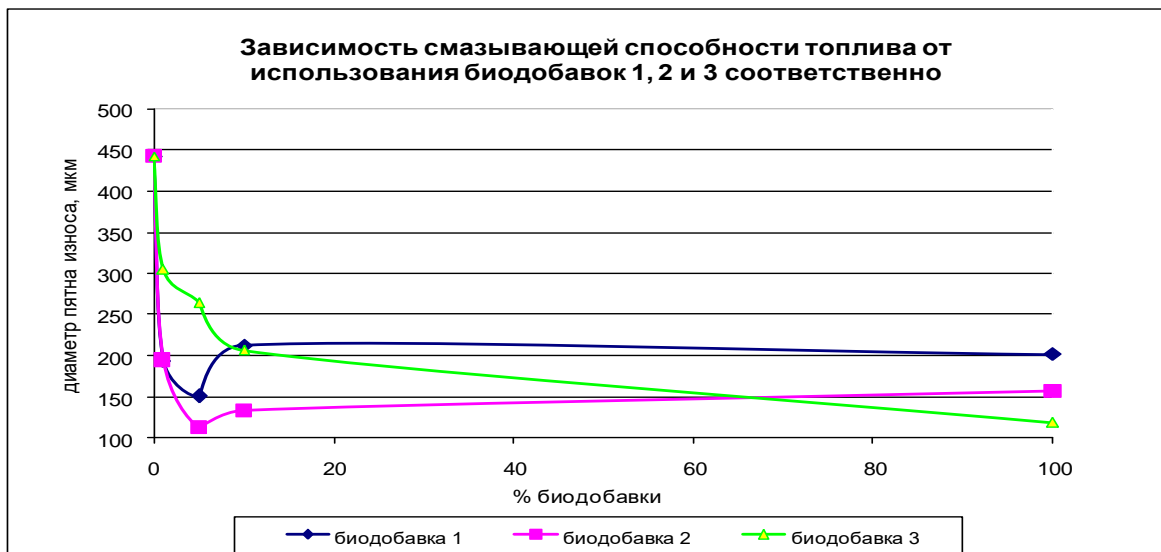


Рис. 1 Зависимость смазывающей способности от содержания биодобавок 1-3 в смеси в ДТ

Из графиков (рис. 1) наблюдается, что наилучшей является композиция, состоящая из 5% биодобавки и 95% гидроочищенного дизельного топлива, снижая диаметр пятна износа до 113 мкм.

При введении синтезированной биодобавки диаметр пятна износа дизельного топлива снижается до 113 мкм, сохраняя экологические свойства топлива на прежнем уровне (содержание общей серы не превышает 10 ppm), но при этом окислительная стабильность ухудшается до 3328 г/м³, превышая норму более чем в 130 раз. Вводя в прежний состав антиокислительную присадку, в основе которой лежит смесь азот- и кислородсодержащих соединений, в количестве 0,05 % масс. показатель окислительной стабильности топлива улучшается более чем в 10 раз (но не приходит в норму), при этом смазывающая способность по сравнению с исходным гидроочищенным топливом снижается в 2 раза. При введении антиокислительной присадки в количестве 0,05 % масс. в экологически чистое дизельное топливо, содержащее 1 % масс. биодобавки показатель окислительной стабильности находится в пределах требований ГОСТа (< 25 г/ м³), а смазывающая способность снижается до 170 мкм.

Себестоимость экологически чистого дизельного топлива возросла на 12 %, но вместе с тем улучшились пусковые и эксплуатационные характеристики, что позволяет сократить затраты на поломки транспорта и продлить срок эксплуатации двигателя.

Как показали результаты исследований, после установки на двигатель нейтрализатора выбросы вредных компонентов ОГ в среднем удалось снизить сажевые частицы – на 70...80 %, NOx – на 50...60%, CO – 50...55% на 80%, поэтому сумма экологического ущерба была уменьшена и составила: ЭСФ= 50500 тг. на один автомобиль в год [2].

Литература

1. Данилов А. Роль присадок в производстве современных топлив //Деловой журнал Neftegaz. RU. – 2012. – №. 6. – С. 74-79.
2. Модели и методы регулирования снижения вредных выбросов в дизельном двигателе – Часть 5 [электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://pandia.ru/374704/> (дата обращения 20.10.2015).

ВЛИЯНИЕ ПОРОШКОВ КОБАЛЬТА НА ТЕРМОКАТАЛИТИЧЕСКИЕ ПРЕВРАЩЕНИЯ НЕФТЯНОГО ПАРАФИНА

М.А. Морозов^{1,2}, Е.Е. Жук¹, С.П. Журавков³

Научный руководитель к.х.н., с.н.с. Т.А. Федущак¹

¹ *Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия*

² *Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия*

³ *Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Вопросам высокотехнологичной переработки нефти в России уделяется повышенное внимание. Нефтеперерабатывающая отрасль интенсивно развивается, растёт спрос на моторные топлива, возникла необходимость импортозамещения зарубежных технологий – все это требует решения новых задач по улучшению качества и повышению количества продуктов, производящихся на отечественных НПЗ [1]. Повышение качества моторных топлив до соответствия уровню современных экологических требований обеспечивается совершенствованием процессов изомеризации, каталитического риформинга, гидроочистки легких и средних дистиллятных фракций. Также перед отечественными НПЗ стоит другая задача – увеличение глубины переработки нефти и, соответственно, выработки светлых нефтепродуктов [1]. Большой вклад в решение данной задачи может быть внесен путем широкого вовлечения в процесс переработки тяжелых остаточных фракций, в том числе и мазута, потребление которого на российском рынке сократилось в последние десятилетия, при сохранении уровня его производства [2]. Возможным вариантом решения этого вопроса является поиск и испытание новых катализаторов крекинга тяжелого нефтяного сырья и остаточных фракций, позволяющих увеличить выход светлых топливных фракций и обладающих устойчивостью к отравлению серо- и азотсодержащими соединениями сырья [3].

Цель данной работы – исследование влияния порошков кобальта в микронном и субмикронном состоянии после механоактивации, на состав продуктов термокаталитических превращений нефтяного парафина.

В качестве исходного сырья для процесса использовался нефтяной парафин марки П-1, содержащий нормальные алканы от $C_{16}H_{34}$ до $C_{33}H_{68}$. В работе использован коммерческий порошок кобальта марки ПК-1у, изготовленный электролитическим методом. Кобальт подвергали механической активации (МА) в вертикальной вибрационной мельнице на воздухе в течение 8 ч. Крекинг образцов выполняли в периодическом режиме в реакторах объемом 12 см³, в среде инертного газа аргона; продолжительность реакции при температуре 420 - 440 °С составляла 60 - 120 минут. Навеска каталитических добавок составляла 0,04 г (0,8% масс.). Каталитическую активность добавок кобальта оценивали по рассчитанному из данных о индивидуальном составе показателю конверсии. После проведения крекинга, составляли материальный баланс продуктов по их фазовому состоянию: газ, жидкость, кокс. Хромато-масс-спектры исходного парафина и продуктов его термокаталитических превращений получали на DFS приборе “Thermo Scientific”. В газовом хроматографе использовали кварцевую капиллярную колонку TR5MS длиной 30 м и внутренним диаметром 0.25 мм. Хроматографирование проводили в режиме программированного подъема температуры от 80 до 300 °С со скоростью 4 град/мин и затем в течение 30 мин при конечной температуре. Газ-носитель – гелий. Сканирование масс-спектров осуществлялось каждую секунду в диапазоне масс до 500 а.е.м. Обработку полученных результатов проводили с помощью программы Xcalibur. Идентификацию соединений выполняли с использованием литературных данных и компьютерной библиотеки масс-спектров NIST 08. Морфологию частиц кобальта и образцов, полученных при его модификации, исследовали методом сканирующей электронной микроскопии на приборе JSM-6000 (JEOL Ltd., Япония) с ускоряющим напряжением 15 кВ. Для элементного анализа образцов использовали совмещенный с микроскопом энергодисперсионный рентгеновский спектрометр (EDX). Рентгенофазовый анализ (РФА) образцов проводили на дифрактометре DISCOVER D8 (Bruker, Германия), используя монохромное $CuK\alpha$ -излучение и LynxEye-детектор, в диапазоне углов $2\theta = 10-90^\circ$, при шаге $0,02^\circ$, накопление в точке – 3 с. Отношение Н/С для жидких продуктов крекинга оценивали с использованием элементного анализатора Vario El Cube (Elementar Analysensysteme GmbH, США).

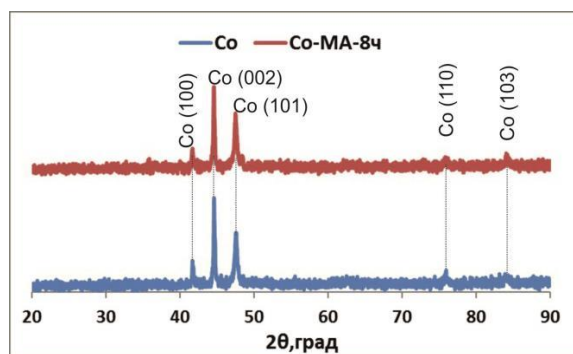


Рис. 1 Дифрактограммы образцов кобальта до и после механоактивации

На рис. 1 приведены рентгенограммы исходных порошков Co и наиболее активных образцов после его модификации, а на рис. 2 микроснимки соответствующих систем. Представленная на рис. 1 дифрактограмма исходного порошка кобальта свидетельствует о том, что кобальт находится в α -модификации – рефлексы при $41,7^\circ$; $44,7^\circ$; $47,6^\circ$. Механоактивация кобальта в течение 8 ч не приводит к изменению его кристаллической структуры или образованию новых фаз. На микрофотографиях порошка кобальта видно, что в ходе механоактивации происходит диспергирование агломератов частиц (рис. 2). Кроме того, по данным EDX содержания кислорода в образце уменьшается с 27,37 до 19,11% мас.

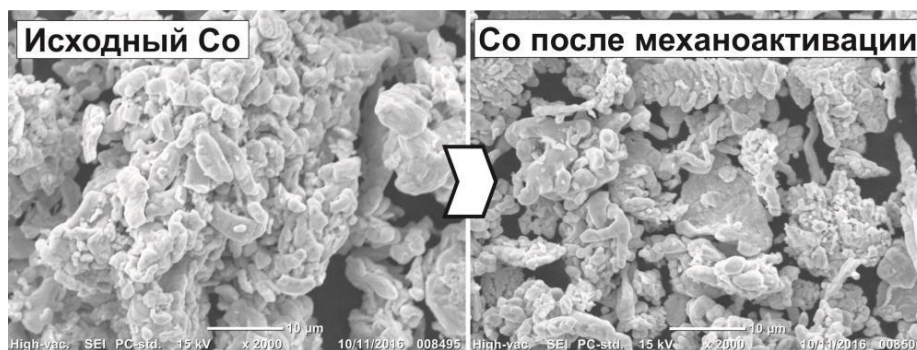


Рис. 2 Микрофотографии порошка кобальта до и после механоактивации

Продукты термических превращений нефтяного парафина были исследованы методом хромато-масс-спектрометрии. В образцах было идентифицировано 85-95% соединений. Из полученного индивидуального состава была рассчитана конверсия углеводородов исходного нефтяного парафина для каждого сочетания параметров процесса и использованной добавки кобальта.

Согласно полученным данным мы наблюдаем увеличение конверсии исходного парафина при увеличении температуры или продолжительности проведения процесса (Табл.1). При температуре 420°C и продолжительности процесса 2 ч добавление в систему исходного и МА кобальта приводит к увеличению конверсии на 26%, по сравнению с экспериментом без добавок, порошок кобальта, восстановленного водородом после механоактивации не оказал влияния на общую конверсию нефтяного парафина. При повышении температуры до 430°C , при 1,5 ч мы наблюдаем увеличение конверсии на 4% при использовании исходного кобальта и на 15% в присутствии Co МА, в присутствии восстановленного CoМА увеличение конверсии составляет только 2%. При увеличении продолжительности эксперимента при этой же температуре до 2ч, общая конверсия в присутствии исходного кобальта снижается на 4%, в то время как механоактивированный образец приводит к ее увеличению на 5%. Образец восстановленного CoМА ухудшает показатель общей конверсии. При температуре эксперимента 440°C конверсия в эксперименте без добавок составляет 36%, внесение в систему кобальта приводит к росту конверсии нефтяного парафина на 32% до 68%. Механоактивированный образец кобальта также увеличивает конверсию, но на меньшее значение – 15%. При увеличении времени процесса до 1,5ч при температуре 440°C конверсия в эксперименте без добавок составляет 95%, что делает затруднительным анализ влияния добавок при таких параметрах проведения процесса.

Таблица 1.

Влияние добавок кобальта на конверсию нефтяного парафина при различных параметрах процесса

Температура, $^\circ\text{C}$		420	430		440	
Продолжительность, ч		2	1,5	2	1	1,5
Конверсия, %	Без добавок	54	68	88	36	95
	Co	80	72	84	68	81
	CoМА	80	83	93	51	81
	CoМА(восст.)	54	70	85	-	78

В результате проделанной работы показано, что кобальт обладает каталитической активностью в процессе термокatalитических превращений нефтяного парафина. При температуре 430°C наблюдается увеличение активности кобальта после механоактивации. Восстановление поверхности кобальта после механоактивации водородом приводит к снижению его активности в процессе термолитического крекинга парафинов.

Литература

1. Муслимов, Р. Х. Перспективы тяжелых нефтей // Экономика и организация. – 2012. – № 1. – С. 35–40.
2. Zhao, Y. Pattern Recognition Technology Application in Intelligent Processing of Heavy Oil // Energy & Fuels. – 2012. – V. 26. – P. 7251–7256.
3. Хайрудинов, И.Р. Получение синтетических нефтей из высоковязких нефтей процессом термического крекинга // Нефтегазопереработка. – 2014. – С. 10-11.

ВЛИЯНИЕ ПЕРОКСИДА ВОДОРОДА НА ПРОЦЕСС ПРЕВРАЩЕНИЯ ЭТАНОЛА В ДИВИНИЛ НА ZnO/Al_2O_3 – КАТАЛИЗАТОРЕ

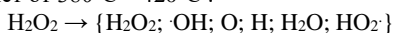
А.М. Илолов, А.Д. Будняк, И.А. Курашов

Научный руководитель – доктор химических наук, профессор, главный научный сотрудник
В.Ф. Третьяков

**Институт нефтехимического синтеза им. А.В. Топчиева
Российской академии наук, г. Москва, Россия**

По результатам квантово-химических и термодинамических расчётов реакции превращения этилового спирта в дивинил в присутствии пероксида водорода [1], выявлено влияние устойчивого радикала $HO_2\cdot$, на подавление отложения кокса на поверхности катализатора ZnO/Al_2O_3 .

Термодинамическим анализом была определена температурная зависимость разложения пероксида водорода, так как оптимальный температурный интервал, для процесса превращения этанола в дивинил, составляет от $380^\circ C - 420^\circ C$.



По результатам термодинамического анализа, представленным на рисунке 1, можно сделать вывод, что при температуре превышающей $120^\circ C$ равновесный состав разложения пероксида водорода состоит из H_2O в газовой фазе и радикала $HO_2\cdot$.

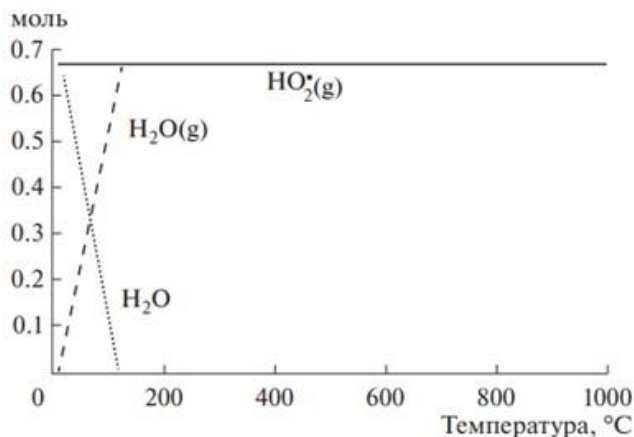


Рис. 1 Температурная зависимость равновесного состава превращения 1 моль H_2O_2

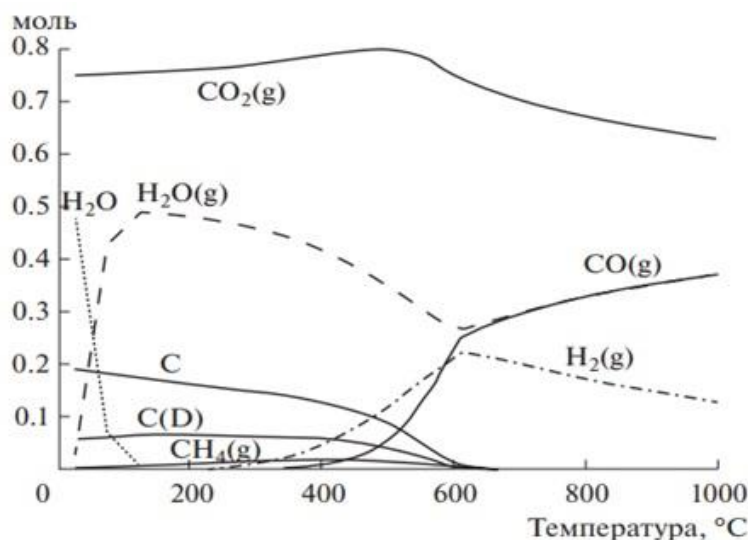


Рис. 2 Температурная зависимость равновесного состава реакции взаимодействия радикала HO_2 с углеродом в твердой фазе

С целью определения влияния радикала $\text{HO}_2\cdot$, была рассмотрена температурная зависимость взаимодействия радикала с углеродом в твердой фазе:

$\text{HO}_2(\text{r}) + \text{C}(\text{r}) \rightarrow [\text{C}(\text{r}), \text{C}_2(\text{r}), \text{C}_3(\text{r}), \text{C}_4(\text{r}), \text{C}_{60}(\text{r}), \text{CH}_2(\text{r}), \text{CH}_3(\text{r}), \text{CH}_4(\text{r}), \text{C}_2\text{H}(\text{r}), \text{C}_2\text{H}_2(\text{r}), \text{C}_2\text{H}_3(\text{r}), \text{C}_2\text{H}_4(\text{r}), \text{C}_2\text{H}_5(\text{r}), \text{C}_2\text{H}_6(\text{r}), \text{CO}(\text{r}), \text{CO}_2(\text{r}), \text{C}_2\text{O}(\text{r}), \text{C}_3\text{O}_2(\text{r}), \text{COOH}(\text{r}), \text{H}(\text{r}), \text{H}_2(\text{r}), \text{HCO}(\text{r}), \text{HCOOH}(\text{r}), \text{HO}_2(\text{r}), \text{H}_2\text{O}(\text{r}), \text{H}_2\text{O}_2(\text{r}), \text{O}(\text{r}), \text{O}_2(\text{r}), \text{O}_3(\text{r}), \text{OH}(\text{r})]$.

Полученные результаты представлены на рисунке 2, из которых видно, что при увеличении температуры концентрация углерода постепенно падает, и сходит к нулю на отметки в 600°C . Судя по полученной зависимости, мы можем сделать вывод, что радикалы $\text{HO}_2\cdot$ обладают регенерирующими свойствами и способствует увеличению срока использования катализатора $\text{ZnO}/\text{Al}_2\text{O}_3$ в процессе превращения этанола в дивинил.

Литература

1. Третьяков В. Ф. и др. Квантово-химический и термодинамический анализ энергетических характеристик основных реакций и инициатора пероксида водорода в процессе превращения этанола в дивинил на $\text{ZnO}/\text{Al}_2\text{O}_3$ //Нефтехимия. – 2017. – Т. 57. – №. 4. – С. 423-430.В.

ПРОИЗВОДСТВО УГЛЕВОДОРОДНОГО ТОПЛИВА ИЗ БИОЭТАНОЛА

А.М. Илолов, А.Д. Будняк, С.П. Беденко И.А. Курашов

Научный руководитель – доктор химических наук, профессор, главный научный сотрудник
В.Ф. Третьяков

**Институт нефтехимического синтеза им. А.В. Топчиева Российской академии наук,
г. Москва, Россия**

В настоящее время основным источником для получения тепловой энергии является нефть. Нефть занимает ведущее место в топливно-энергетическом секторе. С 1900 года доля нефти в общем потреблении энергоресурсов непрерывно росла (48% в 2004 году), но впоследствии стала уменьшаться (33,6 в 2010 и 31,3% в 2014 году) [1].

Такая тенденция обусловлена тем, что по современным прогнозам запасы легкой нефти истощатся через 40 лет и мировая добыча и переработка в основном будут направлены на тяжелую битуминозную нефть с дальнейшим получением из нее легкой синтетической нефти и на ее основе готовой продукции [2,3]. Помимо этого, с экологической точки зрения есть опасения нанесения вреда окружающей среде за счет парникового эффекта, который возникает из-за увеличения концентрации водяного пара из Мирового океана и диоксида углерода, который образуется из промышленных отходов, тепловых станций и, главное, из выхлопных газов автотранспорта [4]. В связи с этим, уже сейчас, на смену нефти постепенно приходят новые источники для получения энергии (рис.1;2).



Рис.1 Потребление альтернативных видов топлива за 2011 год в тысячах галлонов-эквивалентов бензина.

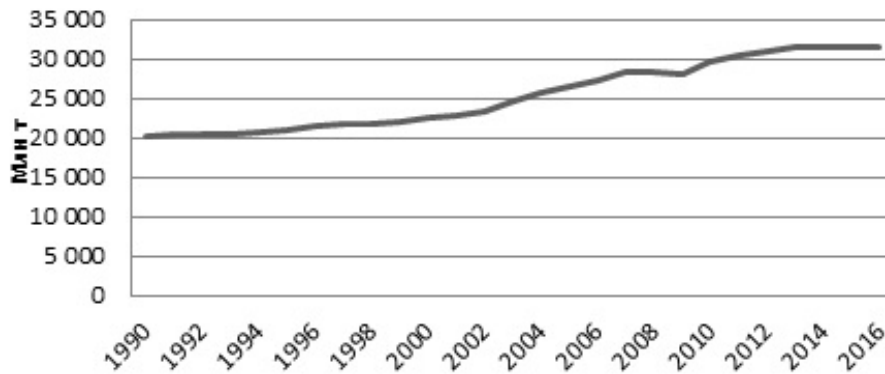


Рис. 2. Выбросы диоксида углерода (CO₂) в Мире за последние 26 лет

Наряду с природным газом, электричеством, пропаном и водородом как альтернативный источник энергии выступает этиловый спирт. Данная работа посвящена обзору технологии получения моторного топлива из этилового спирта (биоэтанола).

Технология переработки биоэтанола в углеводородное топливо

Производство биоэтанола в промышленных масштабах осуществляется за счет переработки растительного сырья. В процессе фотосинтеза, зеленая масса природы поглощает углекислый газ, и тем самым осуществляет рециркуляцию диоксида углерода в атмосфере. Таким образом, диоксид углерода, полученный при сгорании топлива, сопутствует росту растений, которые используются в производстве спиртов, масел и при дальнейшем получении углеродосодержащих веществ – топлива и продуктов для нефтехимии (полиэтилен, каучуки и др.) (рис. 3) [4].

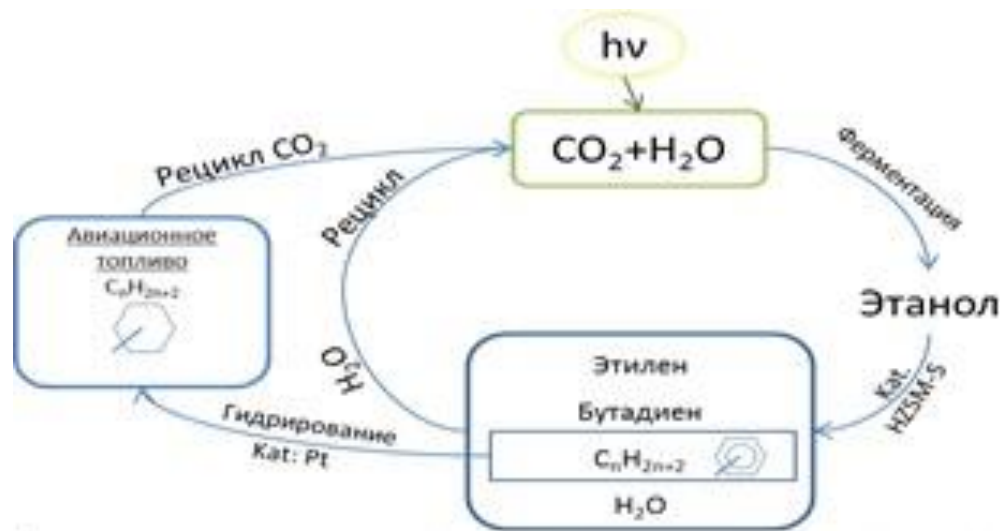


Рис. 3. Полный цикл образования топлив и продуктов нефтехимии от фотосинтеза до реактивного топлива.

Превращение этилового спирта на катализаторах типа H-Zsm-5 идет с образованием насыщенных и ненасыщенных углеводородов, толуола, ксилолов и других ароматических углеводородов. Октановое число полученных в этом процессе продуктов составляет 98 по исследовательскому методу при низком содержании бензола. Полученная жидкая углеводородная фракция полностью отвечает стандарту топлива Евро-4-5 [5]. Результаты, полученные на лабораторной установке, приведены в Таблице 1.

Таблица 1

Результаты превращения биоэтанола в углеводороды

Продукты реакции, % масс	Катализатор
	H-Zsm-5
C ₅ -C ₇ -углеводороды	18.55
Бензол	0.91
C ₈ +фракция	1.58
Толуол	5.07
Этилбензол	1.03
м,п - ксилолы	4.48
м-ксилол	1.14
Метилэтилбензол	2.61
Алкилбензолы	0.67
Нафталин	0.27
Сумма ароматических углеводородов	17.76

Литература

1. Key World Energy Statistic. – international Energy Agency. Publ., 2016. 77p.
2. Григорьев Д.А., Полетаева О.Ю., Лapidус А.Л., Мовсумдзаде Э.М. Переработка синтетической нефти. СПб.: Недра, 2013. 232 с.
3. Караханов Э.А. Синтез-газ как альтернатива нефти // Соросовский образовательный журнал. Химия, 1997. №3. С. 69-74.
4. Паренaго О.П., Неxаева Л.А. Превращение нефти в продукты высшей химической ценности: сб. трудов ИHXC РАН. – М.: Научный мир, 2012. С. 461-465.
5. Третьяков В.Ф., Макаpфи Ю.И., Французова Н.А. и др. Каталитическая конверсия биоэтанола в углеводороды // Вестник МИТХТ, 2010. Т. 5. №4. С. 77-86.

СОСТАВ ПРОДУКТОВ КРЕКИНГА ОКИСЛЕННОГО ВАКУУМНОГО ГАЗОЙЛЯ

Ю.А. Иовик, Е.Б. Кривцов, А.К. Головки

Научный руководитель старший научный сотрудник Е.Б. Кривцов

Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия

В настоящее время внимание исследователей направлено на разработку методов, позволяющих одновременно углубить переработку нефтепродуктов и эффективно удалять сернистые соединения [1].

Одним из перспективных бездеструктивных методов переработки тяжелого высокосернистого углеводородного сырья является окислительное обессеривание. В общем случае, данный процесс позволяет нивелировать сложность выделения серосодержащих соединений, обусловленную близкой полярностью их и углеводородов, в смеси с которыми они находятся [2, 3].

Большей глубины переработки можно достигнуть, если использовать окислительное обессеривание в качестве этапа предварительной химической модификации сернистых соединений вакуумных дистиллятов перед проведением термокаталитического процесса. Известно, что в окислительном обессеривании полиароматические сернистые соединения проявляют более высокую реакционную способность, чем тиофен и бензотиофен, в противоположность их реакционной способности в процессе гидрообессеривания [4]. Предположительно, такая окислительная модификация позволит вовлечь в процесс устойчивые для крекинга производные дибензо- и дибензонафто-тиофенов (т.к. термическая устойчивость соответствующих сульфонов и сульфоксидов ниже), тем самым избежав развития побочных процессов деструкции ценных компонентов.

Целью данной работы является исследование состава и выявление основных закономерностей трансформации компонентов окисленного вакуумного газойля (ОВГ) Новокуйбышевского НПЗ в процессе крекинга. Объектом исследования выбран вакуумный газойль Новокуйбышевского НПЗ.

Окисление вакуумного газойля смесью пероксида водорода и муравьиной кислоты проводили при комнатной температуре, в реакторе, снабженном мешалкой (скорость перемешивания - 2500 об/мин) в следующих условиях: продолжительность окисления 30 мин, мольное соотношение S₀:H₂O₂ = 1:2; продолжительность окисления 90 минут при S₀:H₂O₂ = 1:5 (на основании проведенных ранее экспериментальных исследований данные условия приняты оптимальными). Мольное отношение H₂O₂:HCOOH составляло 3:4 [5]. Полнота и скорость окисления сернистых соединений в полученной гетерогенной системе (смесь растворов пероксида водорода и муравьиной кислоты с вакуумной фракцией) в основном зависит от степени ее гомогенизации [2]. Эффективная гомогенизация достигалась высокой частотой оборотов мешалки в реакторе.

Крекинг продуктов окисления вакуумного газойля (ОВГ) проводили в автоклавах объемом 12 см³. Масса навески окисленного вакуумного газойля составляла 7 г. Термообработку проводили в среде воздуха при температурах 450 и 500 °С, продолжительность процесса составляла 15–60 мин. Термокрекинг ОВГ с добавкой наноразмерного порошка (НРП) молибдена проводили при температуре 500 °С в течение 60 мин, добавка молибдена составляла от 0,01 до 0,15 % мас.

Далее определяли фракционный и вещественный состав жидких продуктов крекинга. Вещественный состав продуктов устанавливали по традиционной схеме (СТО 1246-2011). Содержание асфальтенов находили «холодным» методом Гольде.

Фракционный состав жидких продуктов крекинга определяли методом газо-жидкостной хроматографии на хроматографе «Кристалл-2000М» с пламенно-ионизационным детектором. Содержание бензиновой и дизельной фракции определяли на основании времен удерживания n-алканов (ундекана и генэйкозана).

Определение содержания серы общей производилось в соответствии с ГОСТ Р 51947-2002 «Определение серы методом энергодисперсионной рентгенофлуоресцентной спектрометрии».

В таблице 1 представлены результаты анализа жидких продуктов крекинга окисленного вакуумного газойля (S:H₂O₂ = 1:5, 90 мин) при 450 °С.

Таблица 1

Состав продуктов крекинга окисленного вакуумного газойля (Ткр = 450 °С)

Продолжительность крекинга	Содержание, % мас.							
	Газ	Жидк.	Кокс	Масла	Смолы	Асф.	Н.К.- 200	200-360
30 мин	2,9	92,5	4,6	73,6	18,8	0,1	0,15	9,64
60 мин	3,0	93,4	3,6	79,1	13,9	0,4	3,01	18,67
90 мин	5,5	92,0	2,5	82,1	9,2	0,7	8,04	29,47
120 мин	6,4	90,6	3,0	82,7	6,8	1,1	8,85	24,89

Установлено, что с увеличением продолжительности крекинга увеличиваются выходы газа и кокса, выход жидких продуктов снижается. Увеличивается глубина деструкции смол и компонентов масел с образованием дополнительных количеств дистиллятных фракций. Термокрекинг ОВГ с продолжительностью более 90 мин является нецелесообразным из-за увеличения степени деструкции жидкого продукта. Полученное в данных условиях дополнительное количество дистиллятных фракций составляет всего 17 % мас. (по сравнению с исходным газойлем), в связи с чем дальнейшие исследования проводились при более высокой температуре и меньшей продолжительности крекинга.

Показано, что увеличение температуры и продолжительности крекинга окисленного вакуумного газойля для обеих серий экспериментов значительно увеличивает выход газа и кокса (таблица 2).

Таблица 2

Состав продуктов крекинга окисленного вакуумного газойля (Ткр = 500 °С)

Продолжительность крекинга	Содержание, % мас.							Н.К.-200	200 – 360
	Газ	Жидк.	Кокс	Масла	Смолы	Асф.			
исходный ВГ									
60 мин	8,9	90,8	0,3	81,33	8,78	0,69	н.о.	н.о.	
S:H ₂ O ₂ = 1:2, продолжительность окисл. 30 мин									
15 мин	0,1	98,1	1,8	84,7	13,3	0,1	2,6	10,5	
60 мин	26,6	68,7	4,7	63,6	4,2	0,9	20,3	27,2	
S:H ₂ O ₂ = 1:5, продолжительность окисл. 90 мин									
15 мин	17,5	80,6	1,9	66,6	13,5	0,5	2,3	12,6	
60 мин	19,4	79,4	1,2	70,6	7,1	1,7	24,4	29,0	

При продолжительности крекинга 60 мин происходит глубокая термодеструкция фрагментов масел и смол с образованием значительных количеств газообразных продуктов и компонентов дистиллятных фракций. Установлено, что окисление стехиометрическим количеством окислителя (S:H₂O₂ = 1:2), предшествующее термокрекингу вакуумного газойля, приводит к развитию реакций конденсации смол с образованием асфальтенов и кокса, деструкции высокомолекулярных компонентов масел с образованием газа и дистиллятных фракций. При увеличении количества использованного окислителя значительная глубина крекинга компонентов масел достигается уже при продолжительности термообработки в 15 минут. Увеличение продолжительности крекинга до 60 мин меняет общую направленность процесса: реакции конденсации замедляются на стадии образования смол, что снижает выходы кокса и асфальтенов, в большей степени деструкции подвергаются компоненты масел с образованием газа и дополнительных количеств дистиллятных фракций.

Для снижения газо- и коксообразования была проведена серия экспериментов по крекингу продуктов окисления ВГ в присутствии НРП Мо (удельная поверхность – 3,3 м²/г, средний размер частиц – 500 нм) продолжительностью 60 мин. Выбор добавки произведен на основании работ, ранее выполненных в ЛУВМСН ИХН СО РАН.

Таблица 3

Состав продуктов крекинга окисленного вакуумного газойля с добавлением НРП Мо

Образец	Содержание, % мас.							
	Газ	Жидк.	Кокс	Масла	Смолы	Асф.	Н.К. –200	200 – 360
ОВГ	19,4	79,4	1,2	70,6	7,1	1,7	24,4	29,0
ОВГ + Мо(0,01 % мас.)	12,1	86,1	1,8	76,8	7,9	1,4	19,8	35,4
ОВГ + Мо(0,05 % мас.)	14,5	82,6	2,9	72,7	8,2	1,7	21,3	32,0
ОВГ + Мо(0,1 % мас.)	14,3	82,9	2,8	74,3	7,4	1,2	24,9	29,9
ОВГ + Мо(0,15 % мас.)	24,5	72,2	3,3	67,0	4,6	0,6	32,0	25,5

Полученные данные (таблица 3) свидетельствуют о том, что при крекинге ОВГ в присутствии НРП Мо снижение газообразования в полтора раза наблюдается при добавке 0,01 % мас. Мо. Вероятно, небольшие количества добавки НРП Мо в первую очередь ускоряют реакции крекинга компонентов масел, что приводит к значительному изменению фракционного состава жидких продуктов крекинга ОВГ без увеличения глубины деструкции смол. Увеличение количества добавки Мо до 0,15 % мас. ускоряет реакции крекинга всех компонентов ОВГ, что также косвенно подтверждается снижением содержания дизельной и увеличением бензиновой фракции в составе жидких продуктов крекинга. Происходит накопление кокса вероятно, за счет реакций конденсации смол по маршруту смолы→асфальтены→кокс, значительные количества газа образуются вследствие глубокой деструкции масел.

Установлено, что при термокрекинге продуктов окисления вакуумного газойля, полученных при соотношении $S:H_2O_2 = 1:2$, протекают реакции конденсации смол с образованием асфальтенов и кокса, деструкции высокомолекулярных компонентов масел с образованием газа и компонентов дистиллятных фракций. Увеличение количества окислителя и температуры крекинга ОВГ приводит к замедлению реакций конденсации на стадии образования смол, что обуславливает меньшие выходы кокса и асфальтенов и значительно увеличивает газообразование. Показано, что добавка НРП Мо позволяет снизить газообразование за счет изменения соотношения скоростей реакций крекинга компонентов ОВГ.

Литература

1. Behbehani H., Andari M. K. Determination of organic sulfur compound types in vacuum gas oils using GC-FID-SCD method //Petroleum science and technology. – 2000. – Т. 18. – №. 1-2. – С. 51-61.
2. Barbara P. et al. Towards near zero-sulfur liquid fuels: a perspective review, Catal //Sci. Technol. – 2011. – Т. 1. – С. 23-42.
3. Safa M. A. et al. Removal of sulfone compounds formed in oxidative desulfurization of middle distillate //Fuel. – 2017. – Т. 194. – С. 123-128.
4. Bhutto A. W. et al. Oxidative desulfurization of fuel oils using ionic liquids: A review //Journal of the Taiwan Institute of Chemical Engineers. – 2016. – Т. 62. – С. 84-97.
5. Yu G. et al. Oxidative desulfurization of diesel fuels with hydrogen peroxide in the presence of activated carbon and formic acid //Energy & Fuels. – 2005. – Т. 19. – №. 2. – С. 447-452.

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГЛИКОЛЕЙ, ПРИМЕНЯЕМЫХ НА УСТАНОВКАХ АБСОРБЦИОННОЙ ОСУШКИ ГАЗА

Д.В. Казак, В.П. Солوماتин

Научный руководитель – старший преподаватель М.А. Гладких

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Абсорбционный метод осушки газа, основанный на разности парциальных давлений водяных паров в газе и осушителе, имеет широкое распространение в газопереработке. Осушка углеводородных газов растворами гликолей применяется уже около 70 лет в странах зарубежья и около 50 лет в отечественной промышленности. Установки осушки газа строят на газоперерабатывающих заводах перед подачей нефтяного газа на установки низкотемпературной абсорбции или конденсации, работающие при температурах не ниже $-10 \div 30$ °С, для осушки отбензинного товарного газа, а также на головных сооружениях магистральных газопроводов.

Для процесса осушки важное значение имеют следующие показатели растворов гликолей:

1. осушающая способность растворов разной концентрации при различных температурах процесса абсорбции;
2. плотность растворов гликолей разной концентрации при различных температурах;
3. температура кипения водных растворов гликолей;
4. температура замерзания растворов гликолей разных концентраций [1].

В ходе осушки часть осушителя может попасть в окружающую среду, поэтому одним из требований, предъявляемых к гликолям является их нетоксичность и способность к биологическому разрушению.

Сопоставление физико-механических свойств этиленгликоля с диэтиленгликолем и триэтиленгликолем позволяет выделить следующие сравнительные характеристики:

1. температура застывания растворов этиленгликоля ниже, чем у растворов ДЭГа и ТЭГа;
2. этиленгликоль имеет большую степень предотвращения гидратообразования, а также меньшую вязкость при рабочих температурах осушки и более низкую растворимость в углеводородном конденсате;
3. при температуре 20 °С упругость паров раствора ЭГ с концентрацией 99% выше в 2,5 раза, чем упругость паров ТЭГа и в 7 раз выше, чем у ДЭГа. Из-за этого свойства в процессе осушки происходят значительные потери этиленгликоля, вследствие чего он не получил широкого распространения [2].

Смешивание гликолей с водой и аминами приводит к образованию межмолекулярных водородных связей. При смешивании этиленгликоля с водой происходит выделение теплоты и сжатие полученной смеси. Изменение диэлектрической проницаемости и вязкости водогликолевого раствора подтверждает образование гидрата.

На текущий момент в России для осушки наибольшее распространение получило применение ДЭГа. Использование ТЭГа единично. Однако известно, что ТЭГ получил широкое распространение за рубежом, в силу своих низких потерь на установках осушки газа.

Диэтиленгликоль обладает следующими преимуществами в сравнении с триэтиленгликолем:

1. ДЭГ менее склонен к пенообразованию, чем ТЭГ;
2. в связи с тем, что растворимость в ТЭГе на 25-30% выше, чем в ДЭГе, применение диэтиленгликоля при высоких давлениях абсорбции предпочтительнее, чем триэтиленгликоля, т.к. он обеспечивает более высокий коэффициент избирательности в системе вода-углеводороды.

Растворы триэтиленгликоля имеют следующие преимущества перед диэтиленгликолем:

1. применение ТЭГа обеспечивает большее понижение температуры точки росы газа, чем при применении ДЭГа;
2. ТЭГ имеет меньшую летучесть, чем ДЭГ, что обуславливает меньшие технологические потери с газом в процессе осушки;
3. для ТЭГа имеется возможность достижения большей концентрации регенерированных растворов, чем для ДЭГа, из-за того, что у ТЭГа температура начала разложения выше (206 °С), чем у ДЭГа (164 °С). В связи с этим ТЭГ при десорбции можно нагревать до большей температуры, чем ДЭГ.

Одним из важнейших преимуществ ТЭГа является низкое давление его насыщенных паров, обеспечивающее меньшие потери ТЭГа с осушенным газом в паровой фазе. Снижение потерь газа ТЭГа может составить 0,2-1,5г/1000м³ в интервале температур 10-20°С, наиболее характерных для установок осушки газов северных месторождений. Это цифра более существенна при температурах контакта 30°С и выше и может составить 3-4г/1000м³.

Таблица 1

Стоимость ДЭГ и ТЭГ

Стоимость	Цена, руб. за т.
ДЭГ	54000
ТЭГ	89000

Основные потери гликолей заключаются в капельном уносе с осушенным газом. Данные о потерях гликоля определяются только в ходе промышленной эксплуатации установок осушки газа.

Таблица 2

Характеристики ДЭГ И ТЭГ

Показатели	ДЭГ	ТЭГ
Плотность при 20°С, г/см ³	1,118	1,125
Вязкость при 20°С, сП	35,7	47,8
Теплоемкость при 20°С, кДж/(кг·К)	2,1	2
Температура начала разложения, °С	164,434	206,721
Температура воспламенения на воздухе, °С	150,514	206,765
Температура вспышки (в открытом тигле), °С	143,338	173,975
Температура замерзания, °С	-9,0	-7,6
Концентрация раствора, применяемого для осушки, %	95-98	97-99
Понижение точки росы, °С	15-36	40-45
Критическое давление, МПа	5,1	3,72
Критическая температура, °С;	410	440
Давление насыщенных паров при температуре 20°С, Па	1,33	1,33

Одним из основных показателей, характеризующих гликоли как осушитель, является депрессия по точке росы.

Таблица 3

Депрессия по точке росы

Температура контакта, °С	98%		99%		99,5%	
	ДЭГ	ТЭГ	ДЭГ	ТЭГ	ДЭГ	ТЭГ
5	-24,0	-31,5	-31,7	-38,0	-36,0	-44,0
10	-20,6	-27,1	-28,5	-35,3	-34,5	-41,7
20	-14,4	-20,0	-21,7	-28,4	-27,8	-35,0
30	-6,2	-13,3	-15,2	-22,5	-21,7	-27,8
35	-2,4	-8,0	-11,5	-18,5	-18,8	-25,1
40	+0,7	-5,0	-9,2	-15,8	-15,8	-23,0

На основании данных, полученных из таблицы, и требуемой глубины осушки газа для северных газопроводов, можно сделать вывод, что в условиях низкой температуры окружающей среды оба гликоля демонстрируют почти равную технологическую эффективность. Однако при высокой температуре и больших концентрациях раствора преимущество ТЭГа бесспорно. В летние месяцы данное преимущество проявляется особенно сильно.

Возможность нагрева ТЭГа до более высоких температур имеет еще одно преимущество, связанное с выделением растворенных углеводородов из раствора. В газах северных месторождений содержатся конденсаты, имеющие более высокие температуры кипения, чем температура регенерации гликолей. Поскольку раствор ДЭГа нельзя подогреть выше 164°C, часть конденсата останется в насыщенном растворе, что будет ухудшать его поглотительную способность. При применении ТЭГа благодаря высокой температуре регенерации остаточное количество конденсата в регенерированном растворе будет меньше [3].

Литература

1. Колокольцев С. Н., Аджиев А. Ю., Кантор Е. А. Совершенствование технологий подготовки и переработки углеводородных газов. Монография // М.: ЛЕНАНД. – 2015.
2. Ланчаков Г.А., Ставицкий В.А. Проблемы освоения месторождений Уренгойского комплекса. — Москва НЕДРА, 2008г. – 336 с.
3. Казафаров Ф.Я. Анализ отечественного и зарубежного опыта по снижению пенообразования гликолей в системе осушки газа // Нефтепромысловое дело. 2004.-№10 – с.18-23.

ВЛИЯНИЕ УЛЬТРАЗВУКОВОЙ ОБРАБОТКИ НА СВОЙСТВА РАСТВОРОВ НЕФТЯНЫХ АСФАЛЬТЕНОВ

¹Т.В. Калинина, ²Г.И. Волкова

Научный руководитель – с. н. с., Г.И. Волкова

¹ *Национальный исследовательский Томский государственный университет,
г. Томск, Россия*

² *Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия*

В нативных нефтяных системах могут образовываться асфальтосмолопарафиновые отложения, которые существенно, затрудняют процессы добычи, хранения и транспортировки [1]. В тяжелых высокосмолистых нефтях, а также в остаточных, нефтепродуктах, асфальтены находятся в коллоидном состоянии. В этих коллоидных системах асфальтены являются дисперсной фазой, а масла и смолы - дисперсионной средой. Состояние таких коллоидных систем зависит от многих факторов, важнейшими из которых являются концентрация асфальтенов, количественное соотношение углеводородов и смол в системе, химическая природа и молекулярная масса углеводородов и смол, а также молекулярная масса и химическая природа самих асфальтенов [2]. Присутствие в нефтях высокомолекулярных смолисто-асфальтеновых веществ, склонных к ассоциативным взаимодействиям и структурообразованию, вызывает определенные трудности при их добыче, транспортировке и переработке.

С использованием различных методов удается достичь улучшения структурных характеристик нефти и снизить их вязкость, температуру застывания, количество асфальтосмолопарафиновых отложений. Одним из наиболее экологических методов является ультразвуковое воздействие на системы. [1]. Ранее было установлено, что ультразвуковая обработка (УЗО) приводит как к улучшению, так и ухудшению структурно-реологических свойств дисперсных систем в зависимости от компонентного состава и условий обработки. В работах [1, 4] отмечается, что в нефтяных системах под действием ультразвука уменьшается размер асфальтеновых кластеров. Однако, существует мнение, что в момент УЗО процессы агрегации могут протекать в различных режимах, тогда может отмечаться увеличение размера асфальтеновых ассоциатов в 3-4 раза [3].

Цель данной работы: исследование поведения растворов нефтяных асфальтенов после ультразвуковой обработки.

В качестве объекта исследования использовали 0,7 % и 1,5 % мас. растворы нефтяных асфальтенов в толуоле. Асфальтены выделяли с использованием «холодного» метода Гольде. Акустическую обработку образцов проводили на ультразвуковом дезинтеграторе УЗДН на рабочей частоте 22±1,65 кГц. Для рассмотрения молекулярных изменений в растворах асфальтенов использовали методы криоскопии (бензол) и капиллярной вискозиметрии. Процесс изменения структуры асфальтеновых агрегатов исследовали методом оптической микроскопии на микроскопе AXIO LAB.A1 CarlZeiss в проходящем свете.

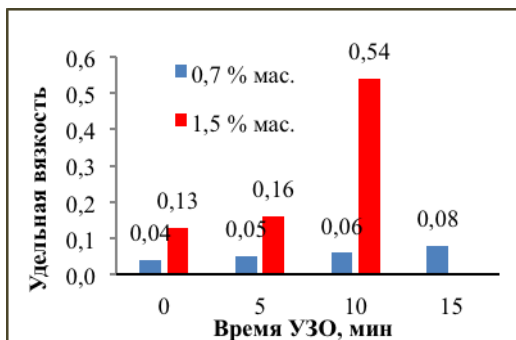


Рис.1 Влияние времени УЗО на удельную вязкость растворов асфальтенов в толуоле

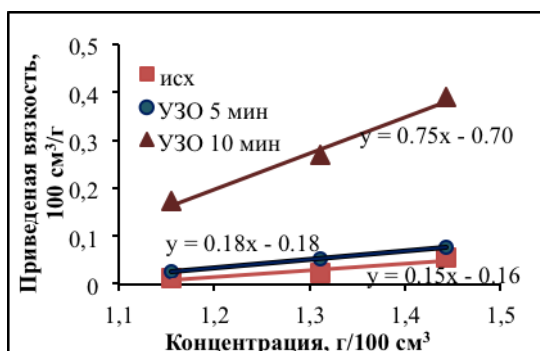


Рис.2 Зависимость приведенной вязкости от концентрации растворов асфальтенов в толуоле (исходная концентрация 1,44 г/100 см³)

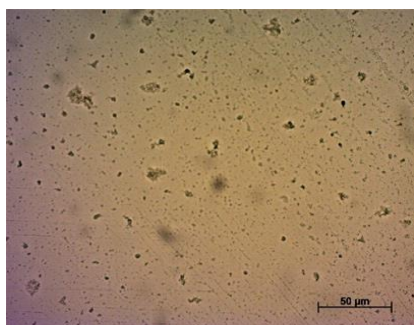


Рис. 3 Микрофотография частиц асфальтенов для исходного раствора концентрацией 0,7 % мас

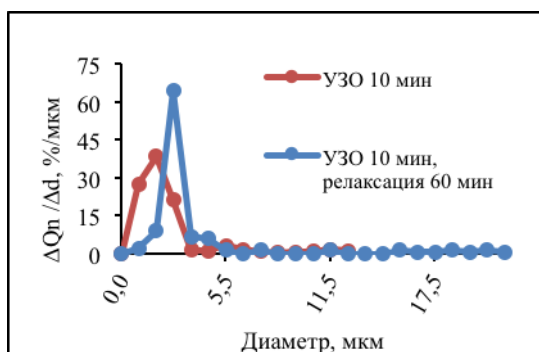
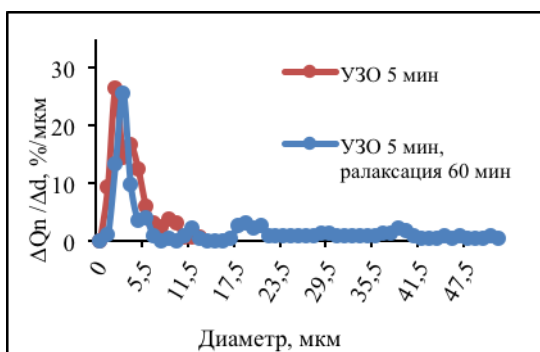


Рис. 4 Дифференциальные кривые распределения по размерам частиц асфальтенов после УЗО

Удельная вязкость ($\eta_{уд} = \eta_{отн} - 1$) исходного раствора концентрацией 1,5 % мас. возрастает в 3,25 раза по сравнению с более разбавленным 0,7 % мас. раствором (рис.1). УЗО растворов существенно изменяет значения $\eta_{уд}$ растворов. Для растворов концентрацией 0,7 % мас. наблюдается рост удельной вязкости на 25 и 90 % после 5 и 15 мин обработки соответственно. В более концентрированном растворе уже после 10 мин воздействия вязкость увеличивается в 4 раза.

Для растворов асфальтенов наблюдали классические зависимости приведенной вязкости ($\eta_{пр} = \eta_{уд}/c$) от концентрации, позволяющие определить характеристическую вязкость растворов до и после обработки (рис. 2). После 10 мин воздействия характеристическая вязкость раствора концентрацией 1,44 г/см³ увеличивается в 5 раз. Такое существенное увеличение вязкости после снятия ультразвуковой нагрузки может быть связано с агрегацией асфальтеновых частиц в образования с большей молекулярной массой. Увеличение молекулярной массы асфальтенов после УЗО зафиксировано методом криоскопии в бензоле.

Для подтверждения полученных данных определены размеры частиц асфальтенов, выделенных из толуольных растворов обработкой 40-кратным избытком гексана, и проведен их дисперсионный анализ.

В исходном образце присутствуют частицы размером от 1 до 15 мкм (рис. 3).

Для исходного образца характерно бимодальное распределение частиц по размерам с максимумами при 2,5 и 13,5 мкм.

После 5 и 10 мин воздействия наблюдается диспергирование крупных частиц и их максимальные размер не превышает 13 мкм; основной максимум сдвигается в область 1,5 мкм и не зависит от времени обработки (рис. 4).

После УЗО растворы релаксируют (рис. 5), что сопровождается укрупнением частиц, а максимум распределения приходится на 2,5 мкм (рис. 4). В образце, обработанном в течение 15 мин, за время релаксации сформировались крупные образования размером до 60 мкм и седиментировали, поэтому не учитывались при проведении дисперсионного анализа.

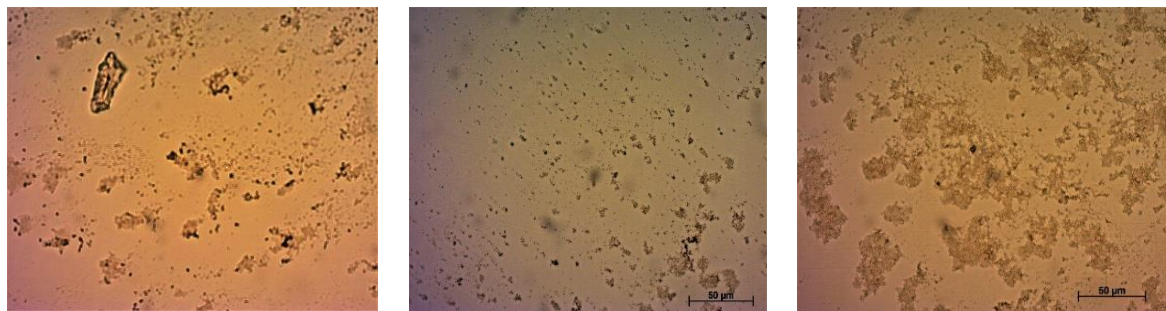


Рис. 5 Микрофотографии частиц асфальтенов после УЗО, релаксирующих в течение 60 мин

Таким образом, молекулярные характеристики растворов и размеры асфальтовых агрегатов, обработанных ультразвуком, зависят от концентрации растворов и времени воздействия. Полученные данные характерны для модельных растворов асфальтенов. Для нативных нефтяных систем наблюдается снижение размеров асфальтовых агрегатов и молекулярной массы после УЗО, что связано с наличием в нефти смол, стабилизирующих частицы асфальтенов.

Литература

1. Ануфриев Р. В. Влияние ультразвуковой обработки на структурно-механические свойства и состав нефтяных дисперсных систем: дис. ... канд. хим. наук / Р. В. Ануфриев. – Томск, 2017. – 170 с.
2. Бешагина Е.В. Состав и структурно-реологические свойства асфальтосмолопарафиновых отложений в зависимости от условий их образования и химического типа нефти: дис. ... канд. хим. наук. / Е. В. Бешагина – Томск, 2009. – 133 с.
3. Горшков А.М. Исследование влияния магнитного и ультразвукового воздействия на процессы агрегации асфальтенов методом фотонной корреляционной спектроскопии// Проблемы геологии и освоения недр: Труды XVI Международного симпозиума студ., аспирантов и молодых ученых. – Томск, 2012. – Т.2. – С. 66 – 71.
4. Najafi I., Amani M. Asphaltene flocculation inhibition with ultrasonic wave radiation: a detailed experimental study of the governing mechanisms //Advances in petroleum exploration and development. – 2011. – Т. 2. – №. 2. – С. 32-36.

ВЛИЯНИЕ МОДИФИЦИРОВАНИЯ ПОРОШКАМИ МЕТАЛЛОВ НА СВОЙСТВА ZSM-5 В ПРОЦЕССЕ СОВМЕСТНОЙ КОНВЕРСИИ ПРОПАН-БУТАНОВОЙ ФРАКЦИИ И ГЕПТАНА

О.Д. Кошкина^{1,2}, Л.М. Величина²

Научный руководитель – доцент Л.М. Величина

¹Национальный исследовательский Томский государственный университет,
г. Томск, Россия

²Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия

В качестве модифицирующих элементов к катализаторам нефтепереработки чаще всего применяют переходные металлы с не полностью занятой d-оболочкой, обладающие ярко выраженными гидрирующими-дегидрирующими свойствами. Добавление d-элементов в виде дисперсных порошков к цеолитам, как показано нами в [1, 2], способствует значительному повышению активности и селективности полученных металлосодержащих катализаторов в процессах переработки жидкого углеводородного сырья. Также нами установлено, что совместное превращение пропан-бутановой фракции (ПБФ) и н-гептана на немодифицированном цеолите ZSM-5 позволяет увеличить выход жидкого продукта и содержание в нем изоалканов по сравнению с конверсией только н-гептана [3].

Целью настоящей работы являлось исследование процесса совместной конверсии ПБФ и н-гептана на цеолите ZSM-5, модифицированном порошками никеля, рения и циркония. Содержание каждого модифицирующего элемента в цеолите составляло 0,5 мас. %.

В табл. 1 приведены кислотные свойства исследуемых цеолитных катализаторов.

Таблица 1

Кислотные характеристики цеолитных катализаторов

Катализатор	T _{макс.} формы, °С		Концентрация кислотных центров, мкмоль/г		
	T _I	T _{II}	C _I	C _{II}	C _Σ
ZSM-5	210	425	532	266	798
Ni/ZSM-5	170	425	471	199	670
Re/ZSM-5	205	420	492	263	755
Zr/ZSM-5	170	425	491	217	708

ZSM-5 характеризуется наибольшей силой низкотемпературных кислотных центров, добавка никеля и циркония существенно снижает их силу. Наибольшая концентрация кислотных центров наблюдается также для

исходного цеолита, Re-содержащий образец содержит несколько меньше кислотных центров, количество которых снижается, в основном, за счет уменьшения доли низкотемпературных центров. Добавление циркония в цеолит еще больше снижает концентрацию кислотных центров, но при этом концентрация низкотемпературных центров сопоставима с количеством слабых кислотных центров для Re/ZSM-5. Наименьшее количество кислотных центров обоих типов содержит Ni-содержащий цеолит.

В табл. 2 представлен структурно-групповой состав газообразных продуктов превращения ПБФ с *n*-гептаном на исследуемых катализаторах.

Таблица 2

Влияние температуры процесса на состав газообразных продуктов превращения ПБФ с *n*-гептаном на цеолитных катализаторах

Продукты, %	Температура процесса, °С					
	300	350	400	450	500	550
ZSM-5						
<i>H</i> -алканы C ₁ -C ₅	73,6	74,8	75,1	81,1	87,3	87,7
Изоалканы C ₄ -C ₅	24,5	23,1	22,3	15,2	7,9	5,2
Алкены C ₂ -C ₄	1,9	2,1	2,6	3,7	4,8	7,1
Ni/ZSM-5						
<i>H</i> -алканы C ₁ -C ₅	73,2	74,3	79,5	83,6	85,5	86,8
Изоалканы C ₄ -C ₅	25,6	24,4	18,1	11,6	6,4	1,3
Алкены C ₂ -C ₄	1,2	1,3	2,4	4,8	8,1	11,9
Re/ZSM-5						
<i>H</i> -алканы C ₁ -C ₅	71,3	74,2	75,4	82,8	83,1	88,1
Изоалканы C ₄ -C ₅	27,4	22,5	21,0	13,0	6,6	1,3
Алкены C ₂ -C ₄	1,3	3,3	3,6	4,2	10,3	10,6
Zr/ZSM-5						
<i>H</i> -алканы C ₁ -C ₅	70,1	71,8	76,6	82,2	82,9	85,5
Изоалканы C ₄ -C ₅	28,4	26,3	21,3	14,4	6,5	3,3
Алкены C ₂ -C ₄	1,5	1,9	2,1	3,4	10,6	11,2

На всех катализаторах в составе образующихся газообразных продуктов больше всего содержится нормальных алканов, среди которых преобладает пропан, из изоалканов присутствуют изобутан и изопентаны, алкены представлены этиленом, пропиленом и бутенами. С ростом температуры процесса увеличивается выход *n*-алканов и алкенов, а концентрация изоалканов уменьшается.

В табл. 3 приведен структурно-групповой состав жидких продуктов превращения ПБФ с *n*-гептаном.

Таблица 3

Влияние температуры процесса на состав жидких продуктов превращения ПБФ с *n*-гептаном на цеолитных катализаторах

Продукты, %	Температура процесса, °С					
	300	350	400	450	500	550
ZSM-5						
<i>H</i> -алканы C ₃ -C ₁₂	90,3	86,2	41,2	12,3	12,0	11,6
Изоалканы C ₄ -C ₁₀	4,5	6,1	14,5	12,6	11,9	11,0
Арены C ₆ -C ₁₂	2,3	5,1	41,0	72,8	73,9	75,5
Циклоалканы C ₅ -C ₁₀	1,3	1,7	2,5	1,5	1,3	1,0
Алкены C ₄ -C ₁₀	1,6	0,9	0,8	0,8	0,9	0,9
Конверсия <i>n</i> -гептана, %	17	24	76	87	89	90
Выход катализата, %	97	78	52	31	26	24
Ni/ZSM-5						
<i>H</i> -алканы C ₃ -C ₁₂	58,2	13,8	9,2	2,6	2,0	1,7
Изоалканы C ₄ -C ₁₀	7,1	15,5	15,4	14,4	12,8	8,3
Арены C ₆ -C ₁₂	31,5	64,7	71,1	81,1	83,7	88,8
Циклоалканы C ₅ -C ₁₀	1,2	5,5	3,9	1,6	1,1	0,9
Алкены C ₄ -C ₁₀	0,6	0,5	0,4	0,3	0,4	0,3
Конверсия <i>n</i> -гептана, %	50	89	97	99	99	99
Выход катализата, %	95	48	32	25	24	23
Re/ZSM-5						

**СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 1 – УГЛЕВОДОРОДНОЕ СЫРЬЕ**

<i>n</i> -алканы C ₃ -C ₁₂	70,8	60,8	16,6	12,6	2,4	2,1
Изоалканы C ₄ -C ₁₀	16,2	16,1	15,8	15,0	14,9	13,3
Арены C ₆ -C ₁₂	7,8	18,9	64,7	70,1	80,9	83,1
Циклоалканы C ₅ -C ₁₀	3,0	2,4	2,3	1,8	1,5	1,2
Алкены C ₄ -C ₁₀	2,2	1,8	0,6	0,5	0,3	0,3
Конверсия <i>n</i> -гептана, %	38	47	92	99	99	99
Выход катализата, %	79	45	36	32	29	28
Zr/ZSM-5						
<i>n</i> -алканы C ₃ -C ₁₂	72,3	67,4	63,3	20,5	13,7	5,6
Изоалканы C ₄ -C ₁₀	14,5	13,1	12,7	12,5	12,3	12,1
Арены C ₆ -C ₁₂	8,4	15,5	20,3	64,0	71,4	80,3
Циклоалканы C ₅ -C ₁₀	2,7	2,5	2,3	2,2	1,8	1,2
Алкены C ₄ -C ₁₀	2,1	1,5	1,4	0,8	0,8	0,8
Конверсия <i>n</i> -гептана, %	36	39	50	80	90	96
Выход катализата, %	98	33	23	21	20	20

На металлсодержащих цеолитах конверсия *n*-гептана значительно выше, чем на исходном ZSM-5, при этом ее значения близки для катализаторов, содержащих Re и Zr, и несколько выше для Ni/ZSM-5. Катализата на образцах Ni/ZSM-5 и Re/ZSM-5 образуется меньше, а на Zr/ZSM-5 - практически столько же, что на исходном ZSM-5. На цеолитных катализаторах, содержащих дисперсные частицы металлов, в образующихся жидких продуктах уменьшается концентрация *n*-алканов, аренов и алкенов с одновременным повышением доли изо- и циклоалканов, что способствует получению бензинов с более качественными характеристиками.

Литература

1. Величина Л.М., Канашевич Д.А., Восмерикова Л.Н., Восмериков А.В. Влияние силикатного модуля и модифицирования металлами на кислотные и каталитические свойства цеолита типа ZSM-5 в процессе изомеризации *n*-октана // Химия в интересах устойчивого развития. - 2014. - Т. 22. - № 3. - С. 241-249.
2. Кошкина О.Д., Величина Л.М., Госсен Л.П. Влияние модифицирования рением на каталитическую активность ZSM-5 // Труды XXI Международного симпозиума студентов и молодых учёных им. ак. М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр», посвященном 130-летию со дня рождения М.И. Кучина. – Томск. – 2017. – Т. II. - С. 249-251.
3. Кошкина О.Д., Величина Л.М. Совместная переработка пропан-бутановой фракции и гептана на ZSM-5 // Творчество юных – шаг в успешное будущее: Арктика и ее освоение: Сборник материалов X Всероссийской научной молодежной конференции с международным участием с элементами научной школы им. проф. М.К. Коровина. – Томск, 2017. – С. 354-357.

КОМПЛЕКСНОЕ ВЛИЯНИЕ УЛЬТРАЗВУКОВОЙ ОБРАБОТКИ И ПОЛИМЕРНОЙ ПРИСАДКИ НА СТРУКТУРНО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТИ

¹Л.С. Леодорова, ²Г.И. Волкова

Научный руководитель – канд. хим. наук, доцент Г.И. Волкова

¹*Национальный исследовательский Томский государственный университет,
г. Томск, Россия*

²*Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия*

Сырая нефть представляет собой сложную смесь различных компонентов (парафины, смолы, асфальтены, механические примеси, вода и др.). В настоящее время существенно возросла доля добычи высокопарафинистого углеводородного сырья. В пластовых условиях, где высокая температура и давление, парафины обычно растворимы в сырой нефти. Добыча и транспорт углеводородов сопровождается понижением температуры и давления, что приводит к кристаллизации парафинов и оседанию их на оборудовании и стенках трубопровода. Уменьшение диаметра трубопровода сопровождается ростом сопротивления потоку нефти, перегружает насосы, снижает их производительность, и даже возможно образование пробки в скважине.

Для предотвращения образования парафиновых отложений используют механические, термические, микробиологические, химические способы и т. д. [3]. Одним из перспективных и выгодных способов борьбы с запарафиниванием трубопроводов является химический метод, в частности, использование полимерных присадок, так как он имеет высокую эффективность, несложную технологию проведения работ, эффект действия реагентов имеет пролонгированный характер. Однако практика применения полимерных присадок показывает, что для нефти каждого месторождения присадка подбирается экспериментальным путем и технология её применения разрабатывается индивидуально. В настоящее время исследователи идут по пути создания универсальных композиций на основе крупнотоннажных полимеров, которые включают и поверхностно-активные компоненты, поэтому достаточно эффективны для изменения структурно-механических параметров нефтей различного компонентного состава.

Исследования показывают, что для решения проблем в нефтяной отрасли возможно использование комплексного подхода, в частности, улучшение вязкостно-температурных свойств углеводородного сырья может быть достигнуто введением присадки и применением термической или ультразвуковой обработки [1, 2].

Целью данной работы является создание полимерной композиции и исследование влияния комплексной обработки, включающей введение полимерных присадок/полимерных композиций и ультразвуковую обработку, на вязкостно-температурные свойства парафинистой высокосмолистой нефти.

В качестве объекта исследования выбрана парафинистая высокосмолистая нефть (нефть) с температурой застывания -5 °С, содержащая 71,1 % мас. масел, 4,5 % мас. твердых n-алканов, 25,7 % мас. смол и 3,2 % мас. асфальтенов.

В качестве модифицирующих добавок использовали присадки П-1.17, П-2.17 и П-3.17, предоставленные сотрудниками Дзержинского политехнического института (филиала) Нижегородского государственного технического университета и полимерная композиция на их основе ПК-3.17, разработанная в ИХН СО РАН. Состав модифицирующих добавок представлен в табл. 1.

Таблица 1

Состав полимерных присадок и полимерных композиций

Образец	Состав
П-1.17	Полиалкилакрилат (длина заместителя C ₁₆ -C ₂₀) в масле МГ-5-Б
П-2.17	Полиалкилакрилат (длина заместителя C ₁₆ -C ₂₀) с солью алкилбензосульфокислоты (АБСК) и додециламина (ДДА) в масле МГ-5-Б
П-3.17	Сополимер алкилакрилата (длина заместителя C ₁₆ -C ₂₀) и акрилата додециламмония=95:5 (% мол) с добавкой АБСК+ДДА в масле МГ-5-Б
ПК-3.17	Полимерная присадка П-3.17, разбавленная толуолом 1:1, + 0,5 % мас. ПАВ (оксигилированные жирные спирты)

Присадки П-1.17, П-2.17 и П-3.17 вводили в нефть в количестве 0,03, 0,05 и 0,07 % мас. при температуре 25 °С. Вязкость нефти измеряли при 15 °С на реометре НААКЕ Viscotester iQ.

В присутствии вышеперечисленных присадок температура застывания нефти снижается на 5-18 °С (табл. 2). Максимальное снижение температуры застывания нефти, составляющее 18 °С, достигнуто с присадкой П-3.17. Депрессорный эффект после введения присадок П-1.17 и П-2.17 ниже и слабо зависит от их концентрации.

Таблица 2

Температура застывания нефти в присутствии присадок

Присадка	Концентрация, % мас.			
	0	0,03	0,05	0,07
	Температура застывания, °С			
П-1.17	-5	-10	-11	-12
П-2.17	-5	-10	-10	-14
П-3.17	-5	-14	-14	-23

Как видно из рис. 1, использование данных добавок приводит к снижению эффективной вязкости нефти. Депрессорный эффект возрастает при увеличении количества присадки в выбранном концентрационном интервале. Максимальное снижение вязкости достигалось в присутствии 0,07 % мас. присадки П-3.17 (эффективная вязкость снизилась с 454 до 399 мПа·с; депрессорный эффект составил 12 %).

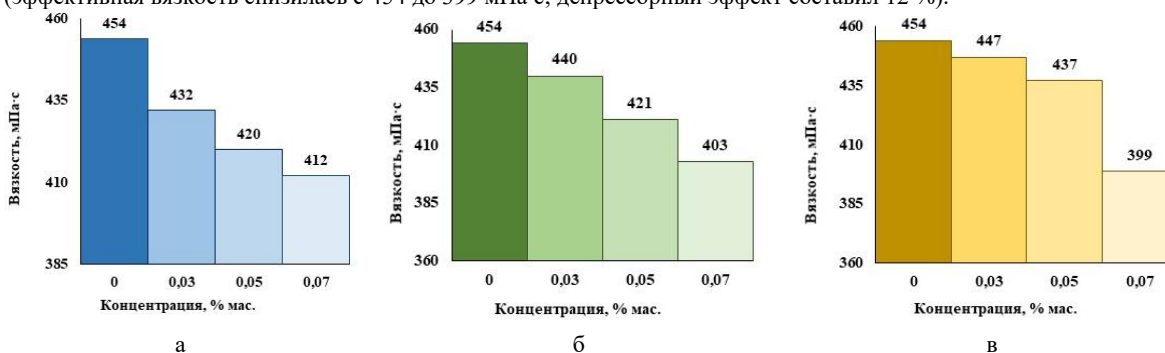


Рис. 1 Влияние концентрации полимерных присадок П-1.17 (а), П-2.17 (б) и П-3.17 (в) на эффективную вязкость нефти при скорости сдвига 5 с⁻¹

Присадка П-3.17 показала максимальное снижение температуры застывания, поэтому на ее основе готовили полимерные композиции с различными ПАВ. Лучший депрессорный эффект для исследуемой нефти получен при введении композиция ПК-3.17, в которой полимерная составляющая представлена 50 % раствором П-3.17 в толуоле с добавкой 0,5 % мас. оксигилированных жирных спиртов. С использованием данной композиции проводили исследование комплексного влияния полимерной композиции и ультразвуковой обработки (УЗО).

В табл. 3 представлены значения температуры застывания образцов нефти до и после различного воздействия. Температура застывания нефти в присутствии полимерной композиции ПК-3.17 оказалась ниже на 5 °С, чем в присутствии только присадки, поэтому в дальнейшем мы исследовали комплексное воздействие ультразвука и этой полимерной композиции. Максимальное снижение температуры застывания достигнуто для образца после введения полимерной композиции и последующей обработки ультразвуком (на 27 °С ниже по сравнению с исходной нефтью).

Таблица 3

Температура застывания нефти после воздействия

Образец	Температура застывания, °С
Исходная	-5
+ П-3.17	-23
+ ПК-3.17	-28
+ УЗО 10 мин + ПК-3.17	-21
+ ПК-3.17 + УЗО 10 мин	-32

Введение присадки П-3.17 и композиции ПК-3.17 способствует также и снижению вязкости нефти во всем интервале скоростей сдвига. Более существенный депрессорный эффект наблюдали при комплексном подходе (добавление ПК-3.17 с последующей УЗО) по сравнению с химической обработкой нефти. При обратном порядке воздействия синергетический эффект отсутствует.

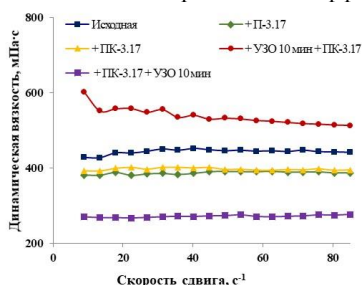


Рис. 2 Зависимость динамической вязкости нефти от скорости сдвига при различном способе воздействия

Таким образом, создана полимерная композиция и показан ее больший депрессорный эффект по сравнению с исходной полимерной присадкой. Обработка ультразвуком после введения композиции приводит к дополнительному снижению температуры застывания и динамической вязкости нефти. Показано существенное влияние последовательности проведения обработки на вязкостно-температурные свойства нефти.

Литература

1. Спиркин В.Г., Ильин С.В., Леонтьев А.В., Татур И.Р. Влияние термической и ультразвуковой обработки на эффективность действия полиметакрилатных депрессорных присадок в индустриальном масле // Технические науки. – Москва, 2015. – № 3. – С. 89 – 99.
2. Anufriev R. V. et al. The integrated effect on properties and composition of high-paraffin oil sludge //Procedia Chemistry. – 2015. – Т. 15. – С. 2-7.
3. Zhang F. et al. Inhibition of deposits of high-molecular weight paraffins in oil wells //Chemistry and Technology of Fuels and Oils. – 2011. – Т. 47. – №. 1. – С. 53.

РЕНТГЕНОГРАФИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ МАГНИЙЗАМЕЩЕННОГО ПРИРОДНОГО ЦЕОЛИТА

Г.А. Мамедова

Нахчыванское отделение Национальной академии наук Азербайджана,
Институт природных ресурсов, г. Нахчыван, Азербайджан

Способность цеолитов к обмену катионов является одним из их характерных свойств. Катионообменные формы цеолитов получают введением желаемых металлов в виде ионов в кристаллическую решетку цеолитов с помощью ионного обмена [1, 2], а также пропиткой цеолита растворами солей желаемого металла [3, 4]. В настоящей работе методом рентгенофазового и элементного анализа исследовалась структура цеолита Нахчывана, модифицированного ионами магния. Рентгенографический анализ является основным методом диагностики цеолитов и ассоциирующих с ними минералов в цеолитсодержащих породах.

Катион-замещенная форма природного цеолита была получена многократным ионным обменом из 0,5 N раствора азотнокислого магния при pH среды \approx 6, комнатной температуре и механическом перемешивании. Соотношение цеолит : раствор соли было равным 1:10. По окончании ионного обмена цеолиты промывали дистиллированной водой до отрицательной реакции на анион соли и высушивали на воздухе при 373 – 393 К. Исходная масса навески цеолита во всех экспериментах составляла 10 г.

Идентификация цеолитовой фазы проводилась методом рентгенографического анализа. Этим методом исследовалась структура природного цеолита и полученного на основе его модифицирования

Mg-замещенного цеолита. Рентгенографические исследования проводились на рентгеновском анализаторе 2D PHASER «Bruker» ($\text{CuK}\alpha$ - излучение, $2\theta=20-80^\circ$).

На дифрактограмме исходного образца природного цеолита наблюдалось большое число пиков различной интенсивности с большим разбросом значений межплоскостных расстояний d : от 2,12 Å до 9 Å. Если сопоставить результаты экспериментальных рентгенографических данных, с данными карточки JCPDS, легко можно установить, что исследуемый образец является высококремнистым цеолитом – морденитом, который имеет характерные для морденитовой фазы интерференционные максимумы при брэгговских углах $2\theta = 6,5; 9,8; 13,5; 14; 19,5; 22; 25,5; 26; 27; 28$ и т. д. Идентификация присутствующих в исследуемом образце фаз подтверждает, что материал образцов содержит, в основном, морденитовую фазу (выше 75 %), кварц и небольшое количество полевого шпата – анортита. После ионного обмена на дифрактограмме появляются новые пики, что соответствует именно катионному обмену, так как никаких структурных изменений минерала не произошло.

Согласно экспериментам ионный обмен исходных катионов на катионы магния не оказывает влияние на термическую стабильность цеолита Нахчывана. Как известно нашими исследованиями структура цеолита Нахчывана стабильна до 960°C . Ионный обмен на катионы магния не оказывает влияние на термическую устойчивость, то есть природный образец после ионного обмена также стабилен до 960°C . Нами установлено, что ионный обмен исходных катионов на катионы магния повлиял на объем пор природного образца (силикатный модуль), что может оказать серьезное влияние на его адсорбционные и каталитические свойства. В результате катионного обмена полученный магнийзамещенный цеолит является высококремнеземным цеолитом, обладает высоким значением силикатного модуля.

Литература

1. Альтшулер Г. Н., Шкуренко Г. Ю. Катионный обмен на гейландите //Журнал физической химии. – 1997. – Т. 71. – №. 2. – С. 334-336.
2. Белова Т. П. Адсорбция марганца и свинца натуральным цеолитом из водных растворов //Сорбционные и хроматографические процессы. – 2015. – Т. 15. – №. 5. – С. 630-635.
3. Белова Т. П., Гавриленко Ю. С., Ершова Л. С. Адсорбция меди, никеля, кобальта и железа натуральным цеолитом из водных растворов в динамическом режиме //Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2014. – №. S2.
4. Помазкина О. И., Филатова Е. Г., Пожидаев Ю. Н. Адсорбция катионов никеля (II) природными цеолитами //Физикохимия поверхности и защита материалов. – 2014. – Т. 50. – №. 3. – С. 262-267.

КОНВЕРСИЯ ПОПУТНЫХ НЕФТЯНЫХ ГАЗОВ $\text{C}_3\text{-C}_4$ В АРЕНЫ НА ЦЕОЛИТНЫХ КАТАЛИЗАТОРАХ

М.М. Маслиенко, Д.В. Педаш, В.В. Хасанов

Научный руководитель – профессор В.И. Ерофеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одной из наиболее актуальных проблем современной нефти – и газопереработки является разработка эффективных процессов переработки природного и попутного нефтяного газа в различные ценные продукты. Осуществить химическое превращение низших алканов $\text{C}_1\text{-C}_4$ компонентов природного и попутного газов в жидкие углеводороды в одну стадию невозможно без применения высокоактивных катализаторов [1-5]. Наиболее перспективными для конверсии низших алканов $\text{C}_2\text{-C}_4$ в низшие олефины, арены и другие ценные продукты являются модифицированные цеолитсодержащие катализаторы на основе высококремнеземных цеолитов [6-10]. Целью данной работы являлось сравнение каталитической активности промышленного катализатора и цеолитного катализатора Н-ЦКЕ-СФ в процессе конверсии низших алканов $\text{C}_1\text{-C}_4$ в жидкие углеводороды (арены). В работе использовали высококремнеземные цеолиты с силикатным модулем 45 (Н-ЦКЕ-СФ), синтезированные из щелочных алюмокремнегелей при $170\text{-}175^\circ\text{C}$ в гидротермальных условиях с использованием спиртовой фракции (побочный продукт производства капролактама) в качестве органической структурообразующей добавки [11], и промышленный цеолитсодержащий катализатор.

Эксперименты проводили на проточной каталитической установке с неподвижным слоем катализатора (объем катализатора 6 см^3) в интервале $525 - 600^\circ\text{C}$, объемной скоростью подачи сырья $W = 240\text{ ч}^{-1}$, давление атмосферное. Состав исходного сырья (по массе): метан – 0,3 %, этан – 3,0 %, пропан – 80,9 %, бутан – 12,4 %. Реакция для каждой температуры длилась 2 ч. Качественный и количественный анализы продуктов и исходного сырья проводился с использованием газового хроматографа марки «Хроматек-Кристалл 5000М». Разделение газообразных продуктов проводили на кварцевой насадочной колонке ($l= 3\text{ м}$, $d= 3\text{ мм}$), наполненной 8% $\text{NaOH/Al}_2\text{O}_3$, на детекторе по теплопроводности. Разделение жидких продуктов происходило на капиллярной кварцевой колонке DB-1 ($30\text{ м} \times 0,25\text{ мм} \times 0,5\text{ мкм}$), определение веществ проводилось на пламенно-ионизационном детекторе, газ-носитель – гелий. Результаты исследования цеолитных катализаторов представлены в таблице.

**СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 1 – УГЛЕВОДОРОДНОЕ СЫРЬЕ**

Таблица

Влияние температуры процесса на состав продуктов конверсии низших алканов C₂-C₄ на промышленном и цеолитном катализаторе Н-ЦКЕ-СФ, W= 240ч⁻¹

Наименование	Катализатор				Промышленный			
	Н-ЦКЕ-СФ							
Температура, С°	525	550	575	600	525	550	575	600
Конверсия, %	71,6	78,7	78,6	85,6	61,7	71,1	74,8	88,4
Метан	26,9	31,6	33,7	36,2	15,2	22,8	30,0	37,1
Этан	21,5	22	20,7	19,4	9,4	10,9	11,7	11,5
Этилен	2,5	3,9	5,8	8,3	5,1	7,2	9,6	11,8
Пропан	42,8	36,5	33,2	28,9	50,5	39,6	28,4	18,3
Пропилен	2,6	3,1	4,2	5,2	6,1	7,7	8,9	9,0
Изобутан	1,6	1,1	0,8	0,5	1,7	1,1	0,59	0,24
Бутан	1,9	1,3	1,1	0,7	2,5	1,6	0,90	0,42
Выход газовой фазы, %	63,5	56,2	53,7	49,9	72,7	70,3	64,9	62,5
Бензол	2,7	5,3	0,7	5,7	2,7	5,1	7,5	11,3
Толуол	35,7	21,5	13,1	20,1	20,2	26,8	31,4	34,3
Этилбензол	3,6	2,1	2,4	1,7	2,1	2,3	2,4	2,6
p,m-ксилолы	24,1	15,4	19,2	13,1	23,7	23,6	21,6	18,1
o-ксилол	7,9	5,5	7,5	4,9	8,6	8,3	7,5	6,4
m-этилтолуол	0,1	0,1	0,1	0,1	0,09	0,08	0,07	0,08
Мезитилен	0,2	0,2	0,2	0,1	0,21	0,19	0,17	0,16
Псевдокумол	2,0	1,8	2,6	1,5	2,5	2,3	1,9	1,6
1,2,3-дриметилбензол	1,0	0,9	1,2	0,8	1,2	1,1	0,9	0,74
m-диэтилбензол	0,2	0,3	0,3	0,2	2,5	2,1	1,5	0,97
1,2-диметил-3-этилбензол	0,6	0,5	0,7	0,5	0,72	0,66	0,57	0,47
C ₁₀ -арены	0,8	0,8	1	0,7	0,15	0,11	0,12	0,15
1,3,5-триметил-2-этилбензол	0,9	0,8	1,2	0,9	7,0	6,0	4,3	2,9
C ₁₁ -арены	4,1	5,3	6,4	5,4	4,0	4,2	3,5	2,8
Нафталин	10,2	20,1	22,7	19,4	1,9	2,8	2,7	3,6
β-метилнафталин	4,6	13,1	13,5	15,5	5,2	3,8	3,7	4,1
α-метилнафталин	1,6	5,2	5,3	6,4	2,2	1,8	1,7	2,0
β-этилнафталин	0,2	0,7	0,7	1,1	0,09	0,03	0,01	0,01
α-этилнафталин	0,2	0,7	0,7	1,2	0,13	0,2	0,22	0,24
2,6-диметилнафталин	0,2	0,8	0,8	1,4	0,54	0,97	0,96	0,92
Выход жидкой фазы, %	36,5	43,8	46,3	50,1	37,3	29,7	35,1	37,5

Исходя из полученных результатов, степень конверсии попутного нефтяного газа повышается с увеличением температуры для обоих исследуемых образцов в диапазоне температур 525-600 °С. В основном, это вызвано увеличением выхода непредельных углеводородов C₂-C₄ в газовой фазе и аренов (бензол, толуол, ксилолы) в жидкой фазе. В целом, у промышленного образца катализатора степень конверсии ниже, чем у чистого катализатора Н-ЦКЕ-СФ. В газообразных продуктах реакции с повышением температуры реакции наблюдается общее уменьшение содержания низших алканов (кроме метана) и увеличение содержания алкенов для обоих образцов, что обусловлено протеканием реакции крекинга. Также для обоих образцов катализаторов наблюдается увеличение содержания олефинов с ростом температуры, что объясняется реакциями дегидрирования и крекинга алканов при повышении температуры, причем при исследовании на промышленном катализаторе выход олефинов больше по сравнению с чистым образцом [12-14]. В результате на промышленном образце выход ароматических углеводородов меньше, чем на чистом.

В жидких продуктах в диапазоне температур 525 – 600 °С наблюдается увеличение содержания бензола для обоих образцов. Содержание толуола с увеличением температуры растет только для промышленного образца; а для чистого образца выход толуола растет в диапазоне 575 – 600 °С. Для катализатора Н-ЦКЕ-СФ выход жидких углеводородов C₁₁₊ с ростом температуры значительно увеличивается. Для промышленного катализатора наблюдается обратная тенденция - выход нафталина и его гомологов значительно меньше.

В сравнении с промышленным катализатором образец Н-ЦКЕ-СФ обладает большей селективностью по бензолу и нафталину при высоких температурах. С повышением температуры процесса происходит увеличение выхода жидких продуктов конверсии для обоих образцов, максимальный выход жидких углеводородов (50,1 мас. %) наблюдается при температуре 600 °С для катализатора Н-ЦКЕ-СФ.

На основе полученных данных можно заключить, что применение разных типов катализаторов дает различные результаты. Применение катализатора типа Н-ЦКЕ-СФ позволяет увеличить выход жидких продуктов на 10-12 % по сравнению с промышленным цеолитсодержащим катализатором. Таким образом, изучение процессов превращения низших алканов C₃-C₄ в присутствии различных типов катализаторов крайне необходимы для создания наиболее эффективных каталитических систем и разработки технологий на их основе по переработке природного и попутного нефтяных газов.

Литература

1. Ерофеев В.И. Проблемы и перспективы развития нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности России. // В Сб.: «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. Том II; Томский политехнический университет; под ред. А. Ю. Дмитриева. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. Т. 2. С. 44–47.
2. Восмерилов А.В., Ерофеев В.И. Исследование каталитической активности Ga-содержащих цеолитов в процессе ароматизации низших алканов. // Журнал прикладной химии. – 1994. – Т. 67. – Вып. 7. – С. 1152 – 1156.
3. Erofeev V.I., Adyaeva L.V. Transformations of straight-run Naphthas on Indium-modified pentasils. // Russ. J. Appl. Chem. 2003. V. 76. № 7. P. 1083–1088.
4. 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. // Russian Journal of Physical Chemistry. – 2000. – V. 74. – Suppl. 3. – pp. S537–S540.
5. Vosmerikov A.V., Erofeev V.I. Effect of high-temperature steam treatment on acidic and catalytic properties of Catalysts for Aromatization of lower Alkanes // Russian Journal of Physical Chemistry. – 2000. – V. 74. – Suppl. 3. – P. 537 – 540.
6. Trofimova A.S., Erofeev V.I., Koval L.M. The Preparation of the lower olefins from C₃-C₄ Alkanes on ZSM-5 Zeolites modified by Lithium // Russian Journal of Physical Chemistry. – 2002. – V. 76. – N 6. – P. 922–925.
7. Trofimova A.S., Erofeev V.I., Koval L.M. Synthesis of lower olefins from C₃-C₄ Alkanes on ZSM-5 Zeolites modified with Alkali Metals // Russian Journal of Applied Chemistry. – 2000. – V. 73. – N 12. – P. 2057 – 2061.
8. Safronova S.S., Koval L.M., Erofeev V.I. Catalytic activity of Ga-containing zeolite catalysts in the coupled reforming of methanol and C₃-C₄ alkanes. // Theoretical Foundations of Chemical Engineering. – 2008. – V. 42. – № 5. – P. 550–555.
9. Ерофеев В.И., Хасанов В.В., Егорова Л.А. Получение ароматических углеводородов из низших алканов C₃-C₄ на цеолитсодержащих катализаторах. // Фундаментальные исследования. – 2017. – № 10, ч. 3. – С. 433–437.
10. Ерофеев В.И., Хасанов В.В., Вайсбеккер М.С., Егорова Л.А. Конверсия попутных нефтяных газов C₃-C₄ на цеолитных катализаторах, модифицированных гетерополисоединениями состава Mo-P-Co. // Успехи современного естествознания. – 2017. – № 7. – С. 7–11.
11. Ерофеев В.И., Коваль Л.М. Синтетический цеолит и способ его получения. // Пат. RU № 2313486. 2007. Опубл.: 27.12.2007.
12. Pidko E.A., Santen R.A.V. Activation of light alkanes over zinc species stabilized in ZSM-5: A comprehensive DFT study. // J. Phys. Chem.: C. – 2007. – V. 111. – № 6. – P. 2643 – 2655.
13. Bhan A., Delgass W.N., Propane aromatization over HZSM-5 and Ga/HZSM-5 catalysts. // Catalysis Reviews – Science and Engineering. – 2008. – V. 50. – № 1. – P. 19–151.
14. Bai L.Y., Zhou Y.M., Zhang Y.W., Liu H., Tang. Influence of Calcium Addition on Catalytic Properties of PtSn/ZSM-5 Catalyst for Propane Dehydrogenation. // Catal. Lett. – 2009. – V. 129. – P. 449–456.

ВЛИЯНИЕ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ НА АГРЕГАТИВНУЮ И СЕДИМЕНТАЦИОННУЮ УСТОЙЧИВОСТЬ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

Ю.Н.Мордвинова¹, А.С. Ильина¹, Ю.В. Лоскутова²

Научный руководитель – доцент к.х.н. Е.М. Березина¹

¹Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

²Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия

Добыча нефти неизбежно сопровождается образованием водонефтяных эмульсий, разделение которых составляет главную задачу промысловой подготовки нефти. Лабораторные исследования по подбору эффективного деэмульгатора (ДЭ) являются общепринятым и практически единственным методом, обеспечивающим технологический процесс обезвоживания нефти. Метод «Bottle test» позволяет быстро и достоверно оценить эффективность разрушения водонефтяных эмульсий ДЭ за счет оценки динамики их разрушения, качества выделяющейся воды, наличия на границе раздела фаз промежуточного слоя и остаточного содержания воды в отстаившейся нефти [1-2].

В качестве объекта исследования была взята нефть И107 месторождения Иркутской области. Содержание примесей в образце не превышает 0,03 % мас., по содержанию смол и асфальтенов нефть является малосмолистой (менее 10 % мас.), по содержанию парафинов – малопарафинистой (меньше 2 % мас.).

Устойчивые эмульсии с содержанием воды 10 и 50 % мас. были приготовлены в лабораторных условиях при перемешивании на механической мешалке (2500 об/мин, 10 мин, 20 °С). В качестве водной фазы была использована деминерализованная (ДВ) и свободная пластовая вода (ПВ) с минерализацией 485,42 г/дм³ и плотностью 1286 кг/м³. Для изучения процесса разрушения эмульсий и обезвоживания нефти методом «Bottle test» использовали 6 промышленных ДЭ российского производства. Условия проведения эксперимента: концентрации ДЭ – 20 и 40 г/т нефти, температура отстаивания – 20, 30 и 40 °С, время – 1 ч (рисунок 1).

СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 1 – УГЛЕВОДОРОДНОЕ СЫРЬЕ

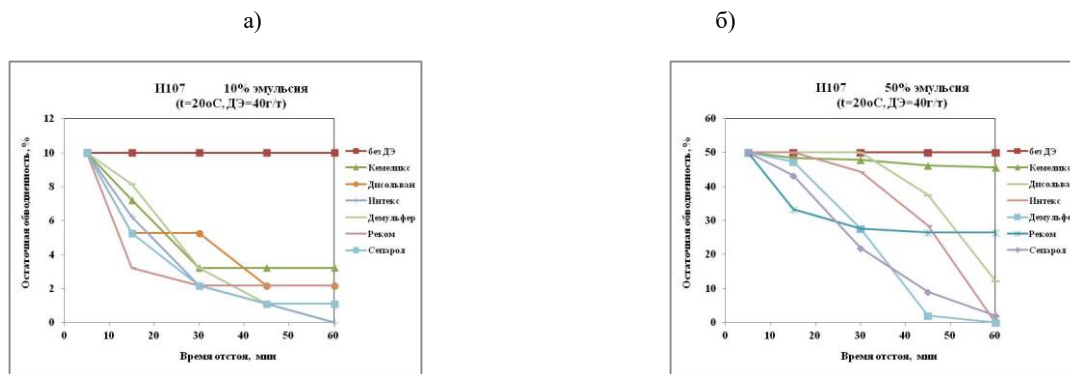


Рис. 1 Динамика изменения во времени остаточной обводненности 10 %-ой(а) и 50 %-ой(б) эмульсии нефти И107 (ПВ) с добавкой ДЭ при температуре 20 °С.

Установлено, что для образцов эмульсий нефти И107 наибольшими деэмульгирующими свойствами обладают реагенты Интекс, Демульфер и Сепарол. Для 10 %-ой эмульсии полное отделение водной фазы наблюдается только при 20 °С и вводе 40 г/т ДЭ марки Интекс. Остаточная обводненность ($O_{об}$) нефти с добавкой Демульфера и Сепарола при этом составила 1 % об. Снижение и увеличение концентрации ДЭ, повышение температуры до 30-40 °С отрицательно сказываются на процессе обезвоживания, снижая количество выделившейся воды (таблица 1). Обработка 50 %-ой эмульсии различными ДЭ показала, что наибольшей эффективности обладают также Интекс, Демульфер и Сепарол, снижающие $O_{об}$ нефти до 0 - 1 % об. при подобных условиях проведения эксперимента (20 °С и 40 г/т ДЭ).

Таблица 1

Изменение объема выделившейся воды из эмульсии нефти И107 (ПВ) при различных условиях ввода наиболее эффективных ДЭ

Образец с ДЭ	Содержание воды, % об.	T, °С	Кон-ция ДЭ, г/т нефти	V _{ов} , мл	ОО, %об.	Кон-ция ДЭ, г/т нефти	V _{ов} , мл	ОО, %об.
Без ДЭ	10	20	0	0	10	0	0	10
		30		0	10		0	10
		40		0	10		0	10
Интекс Демульфер Сепарол	10	20	40	10	0	20	8	2
				9	1		6	4
				9	1		8	2
Интекс Демульфер Сепарол	10	30	40	8	2	20	4	6
				9	1		4	6
				9	1		6	4
Интекс Демульфер Сепарол	10	40	40	8	2	20	0	10
				8	2		0	10
				9	1		0	10
Без ДЭ	50	20	0	0	50	0	0	50
		30		0	50		0	50
		40		0	50		0	50
Интекс Демульфер Сепарол	50	20	40	50	0	20	32	26
				50	0		30	29
				49	2		18	39
Интекс Демульфер Сепарол	50	30	40	39	18	20	20	38
				41	15		18	39
				41	15		15	41
Интекс Демульфер Сепарол	50	40	40	30	29	20	13	43
				33	25		10	44
				31	28		12	43

Микрофотографический анализ эмульсий нефти И107 с содержанием 10 и 50 % мас. деминерализованной (ДВ) и пластовой (ПВ) воды показал, что для эмульсий с ДВ характерно равномерное распределение мелких капель по всему объему образца, тогда как в эмульсиях с ПВ наблюдается образование групп более мелких капель в виде цепочек вокруг крупных водных глобул (рисунок 2).

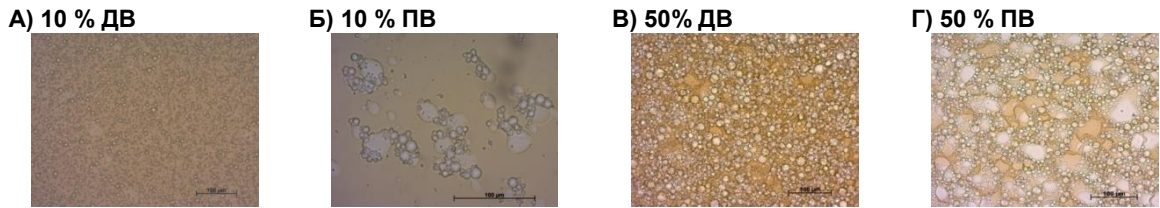


Рис. 2 Микрофотографический анализ эмульсий нефти И107 с содержанием 10 и 50 % мас. деминерализованной (ДВ) и пластовой (ПВ) воды

При этом в эмульсиях с ПВ минимальный и максимальный размер капель выше по сравнению с эмульсиями с ДВ (таблица 2).

Таблица 2

Размер капель в водонефтяных эмульсиях нефти И107

Содержание воды в эмульсии, % об.	d_{max} , МКМ		d_{min} , МКМ		d_{cp} , МКМ	
	ДВ	ПВ	ДВ	ПВ	ДВ	ПВ
10	6,0	13,7	2,1	2,3	3,7	4,7
50	15,0	19,7	3,4	4,8	6,3	9,5

Чем меньше размер частиц дисперсной фазы, тем более устойчивой является эмульсия, тем будет больше расход деэмульгатора для разрушения бронирующих оболочек на глобулах воды [3-4]. Следовательно, в данном случае наиболее устойчивой является эмульсия нефти И107 с наименьшим содержанием водной фазы (эмульсия с обводненностью 10 % мас.).

Проведенные исследования позволили оценить эффективность работы промышленно-выпускаемых деэмульгаторов на водонефтяных эмульсиях нефти И107 с различным содержанием водной фазы.

Литература

1. Позднышев Г.Н. Стабилизация и разрушение нефтяных эмульсий. – М.: Недра, 1982. – 221 с.
2. Evdokimov I.N., Losev A.P. Settling Properties and Fractal Dimensions of Aggregated Water Emulsions in Native Crude Oils // Journal of Dispersion Science and Technology, 2015. – Vol. 36. – P. 32–40.
3. Lee R. F. Agents which promote and stabilize water-in-oil emulsions // Spill Science & Technology Bulletin, 1999. - Vol. 5. – N. 2. – P. 117–126.
4. Небогина Н.А., Прозорова И.В., Юдина Н.В. Влияние содержания воды в нефти на формирование и реологические свойства водонефтяных эмульсий // Нефтяное хозяйство, 2008. - №12. – С. 90–92.

ТЕРМОКАТАЛИТИЧЕСКИЕ ПРЕВРАЩЕНИЯ НЕФТЯНОГО ПАРАФИНА В ПРИСУТСТВИИ ПОРОШКОВ КАРБИДА ВОЛЬФРАМА

М.А. Морозов^{1,2}, А.С. Акимов¹, А.В. Восмериков¹

Научный руководитель – к.х.н., с.н.с. Т.А. Федущак¹

¹Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия
²Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

В последнее время вопросам высокотехнологичной переработки нефти в России уделяется повышенное внимание. Интенсивное развитие нефтеперерабатывающей отрасли, рост спроса на моторные топлива и необходимость замещения зарубежных технологий – все это требует решения новых задач по улучшению качества и повышению количества продуктов, получаемых на отечественных НПЗ [1]. Улучшение качества моторных топлив до соответствия уровню современных экологических требований обеспечивается совершенствованием процессов изомеризации, каталитического риформинга, гидроочистки легких и средних дистиллятных фракций. Другая задача, стоящая перед отечественными НПЗ, – это увеличение глубины переработки нефти и, соответственно, выработки светлых нефтепродуктов [1]. Несмотря на активное проведение исследований в области каталитической переработки тяжелого нефтяного сырья, до сих пор не предложена достаточно простая и эффективная технология его глубокой переработки в лёгкие дистилляты при относительно мягких технологических условиях. В настоящей работе впервые рассматривается возможность использования порошка карбида вольфрама микронного диапазона в качестве катализатора превращений нефтяных углеводородов.

Цель данной работы - исследование влияния порошков карбида вольфрама на состав продуктов термокаталитических превращений нефтяного парафина.

В работе использован коммерческий карбид вольфрама (марка С), полученный печным способом. Была приготовлена серия образцов порошка карбида вольфрама в условиях прокаливании в муфельной печи при температурах 320, 420 и 520 °С в течении 2 ч. В качестве сырья для проведения процесса был использован нефтяной парафин марки П-1, содержащий алканы нормального строения, состоящие из 16-33 атомов углерода. Процесс термических и термокаталитических превращений проводили в стальных автоклавах с объемом 12 см³ в периодическом режиме в среде аргона при следующих условиях: температура – 420-440 °С, продолжительность 1 – 2 ч, масса сырья – 5 г, загрузка катализатора 0,8 % масс. В качестве основного критерия оценки каталитической активности порошков карбида вольфрама использовался показатель конверсии сырья, который рассчитывали, используя данные анализа исходного парафина и продуктов процесса методом хромато-масс-спектрометрии. Хромато-масс-спектры получали на DFS приборе “Thermo Scientific”. В газовом хроматографе использовали кварцевую капиллярную колонку TR5MS длиной 30 м и внутренним диаметром 0,25 мм. Хроматографирование проводили в режиме программированного подъема температуры от 80 до 300 °С со скоростью 4 град/мин и затем в течение 30 мин при конечной температуре. Газ носитель – гелий. Сканирование масс-спектров осуществлялось каждую секунду в диапазоне масс до 500 а.е.м. Обработку полученных результатов проводили с помощью программы Xcalibur. Идентификацию соединений выполняли с использованием литературных данных и компьютерной библиотеки масс-спектров NIST 08.

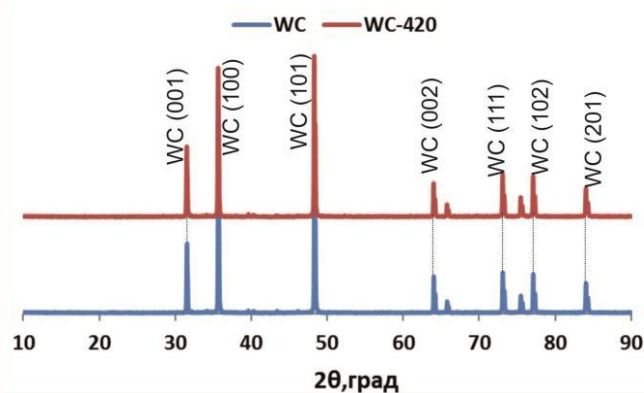


Рис. 1 Диффрактограммы образцов карбида вольфрама до и после прокаливания

Для элементного анализа образцов использовали совмещенный с микроскопом энергодисперсионный рентгеновский спектрометр. Рентгенофазовый анализ (РФА) образцов проводили на дифрактометре DISCOVER D8 (Bruker, Германия), используя монохромное CuK α -излучение и LynxEye-детектор. Сканирование проводили в диапазоне углов $2\theta = 10-90^\circ$, шаг 0,02 град, накопление в точке – 3 с. Математическую обработку результатов осуществляли с использованием порошковой базы данных PDF-4+ Международного центра дифракционных данных (ICDD). Также для жидких продуктов крекинга определяли соотношение Н/С с помощью элементного анализатора Vario El Cube (Elementar Analysensysteme GmbH, США).

На рис. 1 приведены рентгенограммы исходного порошка WC и наиболее активного образца после модификации при 420 °С, а на рис. 2 микроснимки соответствующих систем. Согласно данным рентгенофазового анализа, карбид вольфрама находится в гексагональной модификации, об этом свидетельствуют рефлексы при 31,5°; 35,6°; 48,3°. На микрофотографиях карбида вольфрама до и после прокаливании при 420 °С не наблюдается каких-либо явных отличий в структуре, морфологии или дисперсности образца (рис. 2). Данные микроанализа показывают, что после прокаливании содержание кислорода в образце увеличивается с 8,31 до 15,04% мас.

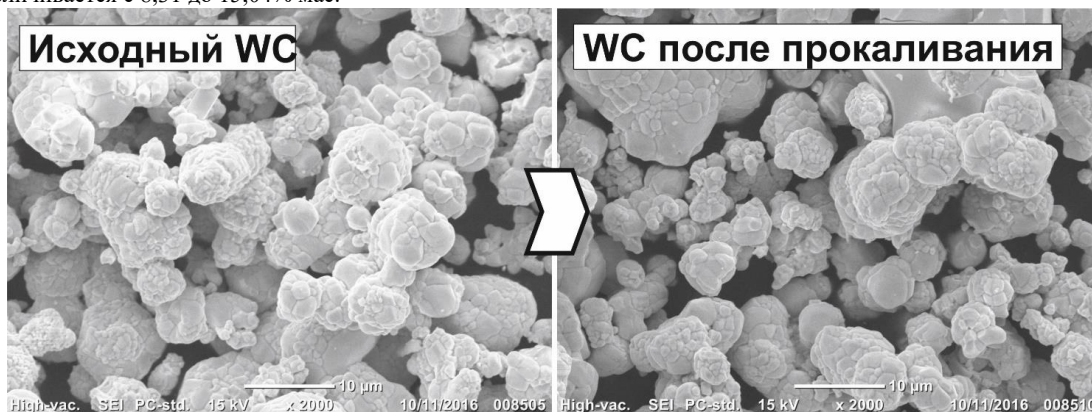


Рис. 2 Микрофотографии порошка карбида вольфрама до и после прокаливании на воздухе

Продукты термических превращений нефтяного парафина были исследованы методом хромато-масс-спектрометрии. В образцах было идентифицировано 85-95% соединений. Из полученного индивидуального состава была рассчитана конверсия углеводородов исходного нефтяного парафина для каждого сочетания параметров процесса и использованной добавки кобальта.

Согласно полученным данным мы наблюдаем увеличение конверсии исходного парафина при увеличении температуры или продолжительности проведения процесса (Табл.1), что полностью согласуется с литературными данными [Ч].

Внесение в систему добавок исходного карбида вольфрама приводит к увеличению конверсии нефтяного парафина при любых параметрах процесса. Однако, следует отметить, что при температуре 440 °С и продолжительности 1,5ч конверсия составляет 95% без добавок, что делает затруднительным анализ влияния добавок. Наибольшее увеличение конверсии, по сравнению с экспериментом без добавок, в присутствии исходного WC составляет 52% при температуре 440 °С в течении 1ч, 27% при параметрах 420 °С и 2ч, 10% в течении 1,5ч при 430 °С. Карбид вольфрама, прокалённый при 420 °С, показывает аналогичную активность, однако при параметрах процесса 430 °С и 1,5ч в его присутствии конверсия нефтяного парафина выше, чем у исходного WC на 4%. В присутствии WC прокалённого при 520 °С наибольшее увеличение конверсии также наблюдается при температуре 430 °С в течении 1,5ч и составляет 13%, при 440 °С в течении 1ч конверсия увеличивается на 10% по сравнению с экспериментом без добавок. Наименее активной добавкой в указанном ряду является триоксид вольфрама, увеличивший на 10% конверсию парафина при 440 °С в течении 1ч.

Таблица 1

Влияние добавок карбида вольфрама на конверсию нефтяного парафина при различных параметрах процесса

Температура, °С		420		430		440	
Продолжительность, ч		2	1,5	2	1	1,5	
Конверсия, %	Без добавок	55	68	88	36	95	
	WC	82	78	93	88	96	
	WC*420	82	82	91	88	87	
	WC*520	56	81	-	46	88	
	WO ₃	51	70	-	47	94	

Установлено, что карбид вольфрама обладает каталитической активностью в процессе термических превращений углеводородов. При температуре 440 °С в течении 1ч конверсия парафинов составляет 88% в присутствии исходного карбида вольфрама и WC, прокалённого при 420°С, конверсия в эксперименте без добавок при аналогичных параметрах процесса составляет 36%.

Литература

1. Xiong K. et al. Kinetic study of catalytic cracking of heavy oil over an in-situ crystallized FCC catalyst //Fuel. – 2015. – Т. 142. – С. 65-72.
2. Сафин З.И. Комплексная оценка нефтеперерабатывающих заводов и заводов по переработке тяжелых нефтей и природных битумов // Вестник Казан. технол. ун-та.–2011.–№9.–С. 188–191
3. Кривцов Е. Б. и др. Инициированный крекинг природного битума для увеличения выхода дистиллятных фракций //Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2013. – Т. 323. – №. 3.

ВЛИЯНИЕ УЛЬТРАЗВУКОВОЙ ОБРАБОТКИ НА СТРУКТУРУ НЕФТЯНЫХ СМОЛ, ВЫДЕЛЕННЫХ ИЗ ОСАДКОВ НЕФТЯНОЙ СИСТЕМЫ

А.В. Морозова, Г.И. Волкова

Научный руководитель – старший научный сотрудник Г.И. Волкова

Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, Россия, г. Томск

В настоящее время довольно широко исследуется возможность применения ультразвуковой обработки (УЗО) для нужд нефтяной отрасли. Технология УЗО привлекает все большее внимание благодаря простоте эксплуатации, высокой технологичности, низкой стоимости и экологической безопасности. Однако акустическое воздействие на высокопарафинистые дисперсные системы приводит к увеличению их вязкости и температуры застывания [1]. Обработка таких дисперсных систем в присутствии ароматических компонентов или полимерных депрессорных присадок не только нивелирует отрицательное влияние акустического воздействия, но и способствует улучшению вязкостно-температурных характеристик за счет проявления синергетического эффекта [2].

Ранее было показано [4], что добавка нефтяных смол в нефтеподобную систему (раствор нефтяного парафина в декане (НП-д)) приводит к снижению вязкостно-температурных и энергетических параметров, ингибирует процесс осадкообразования. Комплексное воздействие, включающее ультразвуковую обработку

**СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 1 – УГЛЕВОДОРОДНОЕ СЫРЬЕ**

раствора и последующее введение нефтяных смол, способствует дополнительному снижению данных параметров [4].

Цель данной работы: на основании структурно-группового состава нефтяных смол, выделенных из осадков нефтяного парафина, предложить механизм их ингибирующего действия.

Таблица
Общие характеристики и средние структурные
параметры нефтяных смол

Показатели	Образец			
	C ₁	C ₂	C ₃	
Молекулярная масса, а.е.м.	683	541	866	
Рассчитанные значения				
Число атомов в средней молекуле	C	46,80	36,93	58,79
	H	72,84	54,96	85,83
	N	0,88	0,34	0,53
	S	0,57	0,38	0,51
	O	1,09	1,60	3,14
Число углеродных атомов разного типа в средней молекуле	C _а	13,47	8,49	16,13
	C _н	5,06	16,05	16,54
	C _п	28,28	12,40	26,12
	C _α	5,72	4,14	7,69
	C _γ	5,04	3,94	5,52
Кольцевой состав	K _о	4,50	5,76	7,89
	K _а	3,26	1,90	3,84
	K _{нас}	1,24	3,86	4,06
Распределение атомов C, %	f _а	28,78	22,97	27,43
	f _н	10,80	43,45	28,14
	f _п	60,42	33,57	44,42
Число блоков в молекуле	m _а	1,55	1,23	1,70
Параметры средних структурных блоков	K _о *	2,89	4,68	4,64
	K _а *	2,10	1,54	1,72
	K _{нас} *	0,80	3,13	2,39
	C*	30,10	29,97	34,56
	C _п *	18,18	10,06	15,35
	C _α *	3,68	3,36	4,52
	C _γ *	3,24	3,19	3,24

В качестве объекта исследования использовали 6 % мас. раствор нефтяного парафина в декане. Смолы, являющиеся природными депрессорами вязкости, температуры застывания и ингибиторами осадкообразования, выделяли из высокосмолистой нефти методом жидкостно-адсорбционной хроматографии. Акустическую обработку образцов проводили с использованием ультразвукового дезинтегратора УЗДН на рабочей частоте 22±1,65 кГц. Анализ распределения протонов в смолах, выделенных из растворов НП-д с добавкой 0,3 % мас. нефтяных смол после УЗО, проводили согласно спектрам, полученным на 1H ЯМР-Фурье-спектрометре AVANCE III HD 400 фирмы Bruker (Германия). Спектры записывали в растворах CDCl₃, химические сдвиги приведены относительно тетраметилсилана при комнатной температуре. Площади областей H_α, H_н, H_β, H_γ, пропорциональные количеству протонов, дающих эти сигналы, определяли по значениям интегральной кривой полученного спектра. Элементный состав исследуемых образцов определяли на элементном анализаторе Vario El Cube. Молекулярные массы веществ измеряли методом криоскопии в бензоле с помощью прибора «Крион» (ИХН СО РАН).

Структурно-групповые параметры нефтяных смол рассчитаны на основе данных молекулярной массы, элементного анализа и спектроскопии протонного магнитного резонанса и приведены в таблице. По данным структурно-группового анализа с использованием программы Compaq Visual Fortran 6.6, построены гипотетические структурные формулы молекул нефтяных смол [3].

Из табличных данных следует, что средняя молекулярная масса смол в выделенном осадке увеличивается после комплексной обработки раствора НП-д (C₃) и снижается после введения только смол в исследуемый раствор (C₂). Число атомов серы и азота в «средней молекуле» уменьшается в результате обработки. Количество атомов углерода в ароматических структурах снижается для образца C₂ и увеличивается для образца C₃. Однако доля углеродных атомов ароматических фрагментов относительно общего числа атомов углерода в средней молекуле (f_а) снижается как в первом, так и во втором случае. Число углеродных атомов нафтенового типа в структурах нефтяных смол в результате обработки увеличивается. Число парафиновых атомов углерода в составе средней молекулы снижается более чем в 2 раза для образца C₂, и повышается для образца C₃ по сравнению с исходным образцом нефтяных смол (C₁). Подобная зависимость наблюдается для параметров C_α и C_γ. В образце C₂ наблюдается снижение доли углеродных атомов в парафиновых структурных фрагментах (f_п), доля нафтеновых атомов углерода увеличилась в 4 раза по сравнению с исходным образцом

нефтяных смол. После комплексной обработки в составе образца С₃ увеличивается число нафтеновых (f_n) и уменьшается число парафиновых (f_p) атомов углерода на 17 и 16 % соответственно. Следовательно, смолы, выделенные из осадков, можно охарактеризовать меньшей ароматичностью, большим количеством нафтеновой составляющей и меньшим количеством парафиновых атомов углерода. В то же время значение параметров С_a, С_n, С_p, С_o, С_γ для образца С₃ значительно выше, чем для С₂. Число структурных блоков (m_a) средней молекулы исходных нефтяных смол составляет 1,55. В результате добавки нефтяных смол к раствору НП-д число структурных блоков снижается и составляет 1,23. Напротив, внесение смол в предварительно обработанный в ультразвуковом поле раствор сопровождается увеличением m_a. Общая цикличность структурных блоков (K_o*) и нафтеновых (K_n*) циклов в общем кольцевом составе средних молекул смол увеличивается как в образце С₂, так и в С₃, причем увеличение параметров во втором случае более значительно. Количество ароматических (K_a*) циклов уменьшается при добавке смол и остается неизменным после комплексной обработки. Степень замещенности ароматических ядер в результате обработки возрастает.

Для построения гипотетических структурных формул молекул высокомолекулярных соединений (рис.) была использована программа Compaq Visual Fortran 6.6.

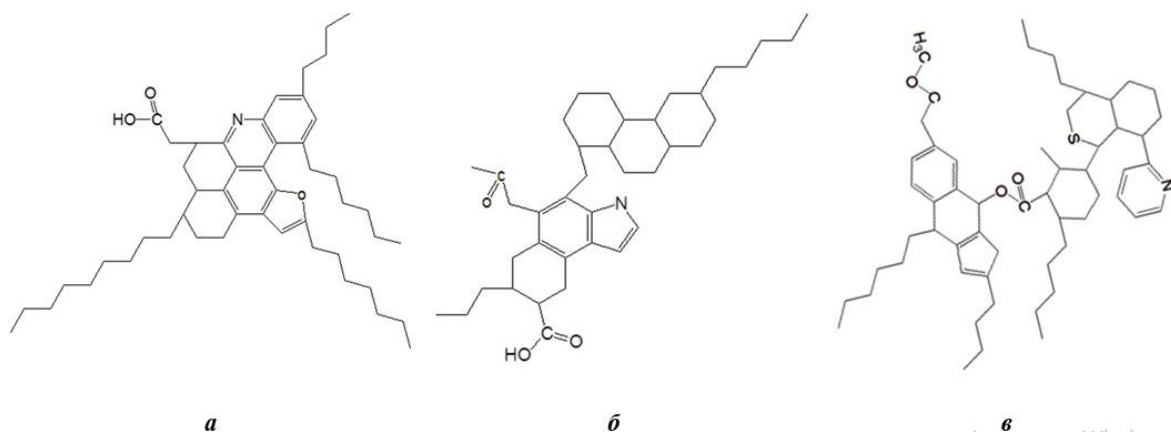


Рис. Структурные формулы нефтяных смол: а-С₁; б-С₂; в-С₃

Предложенные структурные формулы нефтяных смол отличаются числом блоков, числом колец в одном блоке, числом ароматических и насыщенных связей, числом гетероатомов, длиной алифатических заместителей и т.д.

Смолы, выделенные из осадков, можно охарактеризовать меньшей ароматичностью, большим количеством нафтеновой составляющей и меньшим количеством парафиновых атомов углерода, по сравнению с исходными смолами. Общая цикличность структурных блоков (K_o*) и нафтеновых (K_n*) циклов в общем кольцевом составе средних молекул смол увеличиваются. Количество ароматических (K_a*) циклов в смолах осадка снижается как после внесения в раствор НП-д только нефтяных смол, так и после комплексной обработки. По-видимому, подобные структуры не способны удерживать молекулы парафинов в растворе, а ингибирование осадкообразования осуществляется за счет молекул нефтяных смол с большим содержанием гетероатомов, ароматических структур и длинных алифатических заместителей.

Таким образом, согласно полученным результатам улучшение структурно-механических свойств нефтеподобной дисперсной системы и ингибирование процессов осадкообразования может быть обусловлено сорбцией алифатических фрагментов нефтяных смол на гранях зародышей кристаллов высокомолекулярных углеводородов, а ароматические и нафтеновые полярные структуры, находящиеся на периферии кристаллических образований, предотвращают их агрегацию.

Литература

1. Volkova G. I. et al. Structural and Mechanical Properties of Highly Paraffinic Crude Oil Processed in High-Frequency Acoustic Field //Key Engineering Materials. – 2016. – Т. 670.
2. Anufriev R. V. et al. The integrated effect on properties and composition of high-paraffin oil sludge //Procedia Chemistry. – 2015. – Т. 15. – С. 2-7.
3. Дмитриев Д. Е. и др. Моделирование молекулярных структур нефтяных смол и асфальтенов и расчет их термодинамической устойчивости //Химия в интересах устойчивого развития. – 2010. – Т. 18. – №. 2. – С. 177-187.
4. Петухова А.В. Влияние нефтяных смол и ультразвуковой обработки на структурно-механические свойства раствора нефтяного парафина в декане / А.В. Петухова, Т.В. Калинина, Г.И. Волкова // Материалы XXI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 130-летию со дня рождения профессора М.И. Кучина «Проблемы геологии и освоения недр». – Томск: Изд-во ТПУ, 2017. – Т. 2. – С. 266 – 268.

ВЛИЯНИЕ НЕФТЯНЫХ СМОЛ НА ПРОЦЕСС РЕЛАКСАЦИИ РАСТВОРОВ НЕФТЯНОГО ПАРАФИНА, ОБРАБОТАННЫХ В УЛЬТРАЗВУКОВОМ ПОЛЕ

¹А.В. Морозова, ²М.А. Шаповалова, ¹Г.И. Волкова

Научный руководитель – с. н. с., доцент Г.И. Волкова

¹Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия

²Национальный исследовательский Томский государственный университет,
г. Томск, Россия

На поверхности нефтяного оборудования при добыче, транспорте и хранении высокопарафинистых нефтей нередко образуются парафиновые отложения, для борьбы с которыми необходимы дополнительные капиталовложения. Такие нефти характеризуются высокими значениями температуры застывания и вязкости, вплоть до потери текучести, при пониженных температурах. Для преодоления подобных проблем существуют различные методы воздействия: тепловые, механические, физические и химические, которые часто энергозатратны, трудоемки и экологически не безопасны. В последние годы значительно возрос интерес к возможности применения физических методов обработки, в частности ультразвуковых технологий [1], которые предлагается использовать для интенсификации процессов добычи и транспорта нефти, очистки нефтяного оборудования от асфальтосмолопарафиновых отложений. Ультразвуковая обработка обладает рядом преимуществ перед многочисленными способами борьбы с отложениями нефтяного парафина: высокий коэффициент полезного действия, техническая и экологическая безопасность.

Процесс кристаллизации углеводородов в нефтяном сырье замедляется в присутствии смолистых веществ, являющихся естественными депрессорами вязкостно-температурных параметров и ингибиторами, понижающими температуру начала кристаллизации высокомолекулярных углеводородов. Нефтяные смолы представляют собой высокомолекулярных конденсированных гетероциклические системы, в углеводородной части которых содержатся ароматические и нафтеновые циклы, парафиновые цепи. Смолы, взаимодействуя с парафиновыми углеводородами, образуют достаточно прочные ассоциативные комплексы с упорядоченной структурой, предотвращая тем самым агрегирование зародышей кристаллов [2].

Выявление особенностей поведения высокопарафинистых систем различного компонентного состава в ультразвуковом поле можно упростить, если использовать модельные системы.

Цель данной работы: исследование влияния нефтяных смол на процесс релаксации растворов нефтяного парафина после ультразвуковой обработки.

Ультразвуковую обработку 6 % мас. растворов нефтяного парафина в декане (НП-д) проводили на ультразвуковом дезинтеграторе УЗДН на рабочей частоте $22 \pm 1,65$ кГц в термостатируемой ячейке в течение 10 мин при интенсивности ультразвукового сигнала установки 6 Вт/см². Реологические характеристики растворов определяли на ротационном вискозиметре НААКЕ Viscotester IQ при температуре 10 °С. Процесс изменения структуры частиц парафинов исследовали методом оптической микроскопии на микроскопе AXIO LAB.A1 CarlZeiss в проходящем свете.

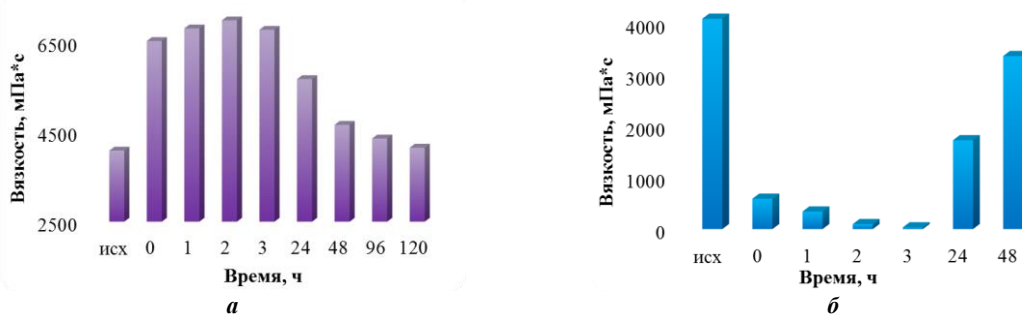


Рис. 1 Эффективная вязкость релаксирующих растворов НП-д: а – УЗО; б – УЗО + 0,3 % мас. смол

Исследования показали, что после УЗО раствора НП-д в течение 10 мин вязкость увеличивается в 1,6-1,8 раз, что обусловлено интенсивным структурированием системы после снятия ультразвуковой нагрузки. Вязкость обработанного образца достигает максимума в течение двух часов, а затем релаксирует к исходному значению за 5 сут (рис. 1а).

Проведено исследование влияния на вязкость релаксирующей системы концентрации смол, которые вводили в раствор НП-д после ультразвуковой обработки (таблица). Комплексная обработка в присутствии 0,3, 0,6 и 0,9 % мас. смол приводит к снижению вязкости в 7, 408 и 817 раз соответственно.

Релаксационные процессы после комплексной обработки протекают иначе. Вязкость релаксирующего раствора при концентрации смол 0,3 % мас. продолжает снижаться в течение 3 ч, а затем увеличивается и на вторые сутки составляет 3360 мПа·с, что, тем не менее, ниже исходного значения на 18 % (рис. 1 б). Вязкость растворов, содержащих 0,6 и 0,9 % мас. смол не изменяется в течение 3 ч.

Представленные данные по вязкости дисперсных систем связаны, вероятно, с изменением размера и формы кристаллических структур, образующихся при понижении температуры раствора.

Из растворов НП-д выделены осадки и исследована их кристаллическая структура с использованием метода оптической микроскопии. В осадке, выделенном из раствора, обработанного в акустическом поле (О₁),

парафин кристаллизуется в двух модификациях: игольчатые кристаллы длиной 20-50 мкм и сферолитные образования диаметром 22-50 мкм (рис. 2). После релаксации в течение 1 сут формируются пластинчатые кристаллиты ромбической формы с продольной диагональю 43-81 мкм и с поперечной диагональю 28-64 мкм, а также присутствуют параллельно ориентированные игольчатые кристаллы и сферолиты более крупных размеров по сравнению с подобными структурами в только что обработанном растворе.

Таблица

Влияние концентрации нефтяных смол на эффективную вязкость* релаксирующего раствора НП-д после ультразвуковой обработки

Концентрация, % мас.	Время релаксации, ч	Вязкость, мПа*с
0	0	4085
0,3	0	590
	1	341
	2	96
	3	34
0,6	0	10
	1	8
	3	8
0,9	0	5
	1	4
	3	4

*скорость сдвига 1 с⁻¹



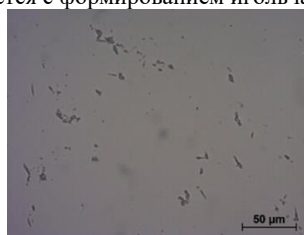
время релаксации 0 ч



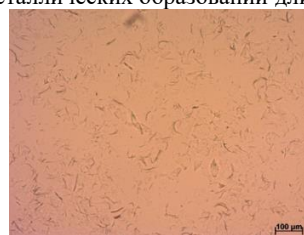
время релаксации 24 ч

Рис. 2 Микрофотографии кристаллических структур образца O₁

После комплексной обработки раствора НП-д формируется осадок (O₂), микроструктура которого представлена одиночными кристаллами (рис. 3). В процессе релаксации в течение 1 сут осадок перекристаллизовывается с формированием игольчатых кристаллических образований длиной 20-60 мкм.



время релаксации 0 ч



время релаксации 24 ч

Рис. 3 Микрофотографии кристаллических структур образца O₂

Таким образом, переход возбужденных систем после снятия ультразвуковой нагрузки в равновесное состояние осуществляется во времени, и характер изменения реологических характеристик и микроструктуры парафиновых кристаллов зависят от состава дисперсионной среды. Введение смол в парафинсодержащую дисперсную систему, обработанную ультразвуком, приводит к снижению вязкости после снятия акустической нагрузки, причем депрессорное действие имеет пролонгированный характер. Существенное влияние смол на процесс релаксации обусловлено ингибированием процессов кристаллизации в парафинсодержащих системах, что предотвращает формирование сплошной кристаллической сетки. Следовые количества смол, введенные в парафинистые нефтяные системы, обработанные ультразвуком, позволяют снизить их вязкость и транспортировать углеводороды в течение 2-3 сут с минимальными затратами.

Литература

1. Ануфриев Р. В. Влияние ультразвуковой обработки на структурно-механические свойства и состав нефтяных дисперсных систем: дис. ... канд. хим. наук / Р. В. Ануфриев. – Томск, 2017. – 170 с.
2. Beshagina E. V. et al. Paraffin blockage specifics in model petroliferous systems // Procedia Chemistry. – 2014. – Т. 10. – С. 229-235.

**ПОЛУЧЕНИЕ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ ИЗ ПРОПАН-БУТАНОВОЙ ФРАКЦИИ ПНГ НА
МОДИФИЦИРОВАННЫХ ЦЕОЛИТНЫХ КАТАЛИЗАТОРАХ**

Е.В.Мулява, С.Е.Покрова, В.В. Хасанов

Научный руководитель – д.т.н, профессор В.И. Ерофеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время в связи с интенсивной добычей нефти и природного газа на многих месторождениях возникают острые проблемы с их сбором, подготовкой, стабилизацией и дальнейшей транспортировкой по нефте- и газопроводам или другими видами транспорта. Транспортировка «жирных газов» C₂-C₄ вместе с природным газом (метан), особенно в больших количествах более 5-7 % нежелательна и нецелесообразна [1-3]. В связи с этим проводятся интенсивные работы по разработке новых высокоэффективных процессов по глубокой химической переработке различных видов легкого углеводородного сырья: газообразных углеводородов C₂-C₄ (компоненты природных и попутных нефтяных газов) и газовых конденсатов в низшие олефины C₂-C₄, арены и высокооктановые компоненты моторных топлив [4-10].

Целью данной работы являлось исследование влияния модифицирования высококремнеземного цеолита Н-ЦКЕ-СФ 0,5–2 % кристаллогидратом молибдогидрогаллата аммонием на активность и селективность образования жидких углеводородов из пропан-бутановой фракции (ПБФ).

В работе использовали высококремнеземные цеолиты с силикатным модулем 45 (Н-ЦКЕ-СФ), синтезированные из щелочных алюмокремнегелей при 170-175 °С в гидротермальных условиях с использованием спиртовой фракции (побочный продукт производства капролактама) в качестве органической структурообразующей добавки [11], и промышленный цеолитсодержащий катализатор. Затем цеолитный порошок в Н-форме (Н-ЦКЕ-СФ) был модифицирован 0,5–2 % кристаллогидратом молибдогидрогаллата аммонием (0,5 %, 1 % и 2 % мас.). Исследования проводили на проточной каталитической установке с неподвижным слоем катализатора (объем катализатора 6 см³) при температурах 525 – 600 °С, объемной скорости подачи ПБФ 240 ч⁻¹ и атмосферном давлении. Состав ПБФ (мас. %): метан – 0,3; этан – 3,0; пропан – 80,9; бутаны – 12,4 %.

Качественный и количественный анализы продуктов реакции конверсии ПБФ и исходной ПБФ проводился на газовом хроматографе марки «Хроматек-Кристалл 5000М». Разделение газообразных продуктов проводили на кварцевой насадочной колонке (l= 3м, d= 3мм), наполненной 8% NaOH/Al₂O₃, на детекторе по теплопроводности. Разделение жидких продуктов происходило на капиллярной кварцевой колонке DB-1 (30 м x 0,25 мм x 0,5 мкм), определение веществ проводилось на пламенно-ионизационном детекторе, газ-носитель – гелий. Результаты исследования модифицированных цеолитных катализаторов представлены в таблице.

Таблица

Влияние температуры процесса на состав продуктов конверсии низших алканов C₃-C₄ на модифицированных цеолитных катализаторах при 240 ч⁻¹

Т, °С	Газовая фаза					Жидкая фаза								Σ Конв
	c ₂	c ₃₋₄	Алкены	%	c ₆	c ₇	c ₈	c ₉	c ₁₀	c ₁₁	C ₁₂₊	%		
Н-ЦКЕ-СФ														
525	26,9	21,5	46,3	5,1	63,5	2,7	35,7	35,6	3,3	11	11,2	0,6	36,5	71,6
550	31,6	22	38,9	7,0	56,2	5,3	21,5	23	3	20,9	24,4	2,2	43,8	78,7
575	33,7	20,7	35,1	10,0	53,7	0,7	13,1	29,1	4,1	23,7	26,4	2,2	46,3	78,6
600	36,2	19,4	30,1	13,5	49,9	5,7	20,1	19,7	2,5	20,1	28,2	3,7	50,1	85,6
Н-ЦКЕ-СФ + 0,5% ГПС (Н-Ga-Mo)														
525	24,4	19,6	50,9	4,8	61,6	2,2	17,8	39,1	4,58	18,5	19,6	1,4	38,4	69,7
550	29,4	20,4	42,8	6,9	61,2	3,6	17,4	40,7	4,82	16,5	20,5	1,9	38,8	82,3
575	32,8	19,9	36,8	9,8	53,4	6,9	31,1	27,2	2,04	20,8	20,6	2,9	46,6	80,7
600	33,6	18,1	32,6	13,2	48,8	4,5	16,8	25,9	2,77	17,7	26,9	5,8	51,2	83,9
Н-ЦКЕ-СФ + 1% ГПС (Н-Ga-Mo)														
525	21,9	18	54,6	4,9	66,9	1,2	19,4	37	3,6	16,2	20,2	2,4	33,1	64,5
550	24,3	18,5	50,7	6,0	56,7	0,8	23,9	40,4	3,7	12	18,6	1,2	43,3	72,0
575	29,2	18,4	41,6	9,9	55,5	1,6	15,7	26,8	3	22	29,2	1,8	44,5	77,3
600	30	16,9	39	13,4	54,6	3,1	33,8	33	2,9	10,6	14,6	2,1	45,4	78,9
Н-ЦКЕ-СФ + 2% ГПС (Н-Ga-Mo)														
525	26,1	19,7	46,4	7,1	60,1	1,2	21,1	34,1	3,7	18,6	20,2	1,2	39,9	72,7
550	30,3	20,8	38,5	9,6	55,7	1,2	27,4	41,2	3,3	11,6	14,4	1	44,3	78,9
575	32,3	19,9	34,6	12,4	55,7	3	25,7	33,8	2,6	16,9	16,9	1	44,3	80,9
600	31,7	17,5	34,5	16,0	55,4	4,2	40,1	29,5	2,1	11,2	11,9	0,7	44,6	81,0

Как следует из результатов исследования, степень конверсии ПБФ растет с увеличением температуры для всех образцов в диапазоне температур 525-600 °С. В основном, это вызвано увеличением выхода олефинов в газовой фазе и ароматических углеводородов в жидкой фазе.

Максимальный выход ароматических углеводородов из ПБФ наблюдается на катализаторе 0,5 % гетерополисоединения молибдогидрогаллата/99,5 % Н-ЦКЕ-СФ 600 °С и составляет 51,2 %. В газообразных

продуктах реакции с повышением температуры наблюдается общее уменьшение содержания предельных углеводородов (кроме метана) и увеличение содержания алкенов, что обусловлено преимущественным протеканием реакций дегидрирования, крекинга и дегидроокисления с образованием ароматических углеводородов [12-16]. Для всех образцов можно наблюдать повышение содержания олефинов с ростом температуры, что можно объяснить реакциями дегидрирования и крекинга алканов при повышении температуры, причем для модифицированных катализаторов выход олефинов меньше по сравнению с чистым образцом и растет с увеличением степени модификации. В результате на промышленном цеолитсодержащем образце получается меньше жидких ароматических углеводородов.

В сравнении с модифицированными катализаторами чистый H-ЦКЕ-СФ обладает большей селективностью по бензолу и нафталинам при высоких температурах реакции конверсии ПБФ. С повышением температуры процесса происходит увеличение выхода жидких продуктов конверсии для всех образцов, причем максимальный выход жидкой фазы (51,2 мас. %) наблюдается при температуре 600 °С для образца катализатора 0,5 % гетерополисоединения молибдогидрогаллата/H-ЦКЕ-СФ ГПС (0,5 % ГПС (H-Ga-Mo)/99,5 % H-ЦКЕ-СФ).

Таким образом, H-ЦКЕ-СФ, модифицированные 0,5 % 0,5 % ГПС (H-Ga-Mo), в сравнении с промышленным катализатором обладает большей селективностью в образовании ароматических углеводородов из ПБФ при высоких температурах. Изучение процессов превращения низших алканов C₃-C₄ в присутствии различных типов катализаторов крайне необходимы для создания наиболее эффективных каталитических систем и разработки технологий на их основе по переработке природного и попутного нефтяных газов в низшие олефины и жидкие углеводороды (арены).

Литература

1. Ерофеев В.И. Проблемы и перспективы развития нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности России. // В Сб.: «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. Том II; Томский политехнический университет; под ред. А. Ю. Дмитриева. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. Т. 2. С. 44–47.
2. Восмерилов А.В., Ерофеев В.И. Исследование каталитической активности Ga-содержащих цеолитов в процессе ароматизации низших алканов.// Журнал прикладной химии. – 1994. – Т. 67. – Вып. 7. – С. 1152 – 1156.
3. Erofeev V.I., Adyaeva L.V. Transformations of straight-run Naphthas on Indium-modified pentasils.// Russ. J. Appl. Chem. 2003. V. 76. № 7. P. 1083–1088.
4. 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.// Russian Journal of Physical Chemistry. – 2000. – V. 74. – Suppl. 3. – pp. S537–S540.
5. Vosmerikov A.V., Erofeev V.I. Effect of high-temperature steam treatment on acidic and catalytic properties of Catalysts for Aromatization of lower Alkanes // Russian Journal of Physical Chemistry. – 2000. – V. 74. – Suppl. 3. – P. 537 – 540.
6. Trofimova A.S., Erofeev V.I., Koval L.M. The Preparation of the lower olefins from C₃-C₄ Alkanes on ZSM-5 Zeolites modified by Lithium // Russian Journal of Physical Chemistry. – 2002. – V. 76. – N 6. – P. 922–925.
7. Trofimova A.S., Erofeev V.I., Koval L.M. Synthesis of lower olefins from C₃-C₄ Alkanes on ZSM-5 Zeolites modified with Alkali Metals // Russian Journal of Applied Chemistry. – 2000. – V. 73. – N 12. – P. 2057 – 2061.
8. Safronova S.S., Koval L.M., Erofeev V.I. Catalytic activity of Ga-containing zeolite catalysts in the coupled reforming of methanol and C₃-C₄ alkanes.// Theoretical Foundations of Chemical Engineering. – 2008. – V. 42. – № 5. – P. 550–555.
9. Ерофеев В.И., Хасанов В.В., Егорова Л.А. Получение ароматических углеводородов из низших алканов C₃-C₄ на цеолитсодержащих катализаторах. // Фундаментальные исследования. – 2017. – № 10, ч. 3. – С. 433–437.
10. Ерофеев В.И., Хасанов В.В., Вайсбеккер М.С., Егорова Л.А. Конверсия попутных нефтяных газов C₃-C₄ на цеолитных катализаторах, модифицированных гетерополисоединениями состава Mo-P-Co. // Успехи современного естествознания. – 2017. – № 7. – С. 7–11.
11. Ерофеев В.И., Коваль Л.М. Синтетический цеолит и способ его получения. // Пат. RU № 2313486. 2007. Опубл.: 27.12.2007.
12. Pidko E.A., Santen R.A.V. Activation of light alkanes over zinc species stabilized in ZSM-5: A comprehensive DFT study. // J. Phys. Chem.: C. – 2007. – V. 111. – № 6. – P. 2643 – 2655.
13. Bhan A., Delgass W.N., Propane aromatization over HZSM-5 and Ga/HZSM-5 catalysts. // Catalysis Reviews – Science and Engineering. – 2008. – V. 50. – № 1. – P. 19–151.
14. Bai L.Y., Zhou Y.M., Zhang Y.W., Liu H., Tang. Influence of Calcium Addition on Catalytic Properties of PtSn/ZSM-5 Catalyst for Propane Dehydrogenation. // Catal. Lett. – 2009. – V. 129. – P. 449–456.
15. Choudhary V.R., Mantri K., Sivadinarayana C. Influence of zeolite factors affecting zeolitic acidity on the propane aromatization activity and selectivity of Ga/H-ZSM-5.// Microporous and Mesoporous Materials. - 2000. - V. 37. - № 1-2. - P. 1–8.
16. Asachenko E.V., Rodina O.V., Ordonskii V.V., Gurev Yu.V., Ivanova I.I. Specifics of the deactivation of acid and zinc-containing propane aromatization catalysts.// Petroleum Chemistry. – 2008. – V. 48. – № 2. – P. 100 – 104.

ИССЛЕДОВАНИЕ СОВМЕСТИМОСТИ МЕЖДУ ПОЛИМЕРНЫМ МОЛЕКУЛЯРНЫМ
КЛУБКОМ И ПОРОВЫМ КАНАЛОМ ПЛАСТА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ
НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

Нажису¹, Лу Сянго², В.И. Ерофеев¹

Научные руководители: профессор В.И. Ерофеев¹, профессор Лу Сянго²

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

²Ключевая лаборатория Министерства образования по увеличению нефтеотдачи пластов,
Северо-восточный нефтяной университет, г. Дацин, Китай

Химический метод увеличения нефтеотдачи пластов является одним из важных направлений методов увеличения нефтеотдачи пластов (МУН). Они используются на основе заводнения и увеличивают нефтеотдачу пластов с 30% до 56% из добывавших запасов нефти. Дополнительный объем добычи нефти за счет использования химических методов увеличения нефтеотдачи пластов составляет 26% из всех объемов добычи нефти через МУН [1-2].

Полимерное заводнение является самым широко применяемым химическим методом увеличения нефтеотдачи пластов. Полимерное заводнение позволяет увеличить нефтеотдачу пластов с 5% до 30%. Для выбора типа полимера и сочетания слага вытесняющего агента существующие технологии не могут полностью адаптироваться к сложным геологическим условиям пластов, т.е. существуют технические проблемы, которые необходимо решить и улучшить.

Большое количество экспериментов движения потока в керне и результаты экспериментов показали, что только полимерные молекулярные клубки и поровые каналы пласта являются совместимыми и вытесняющие агенты могут протекать через поровые каналы. Когда водорастворимые полимерные молекулы протекают через пористые среды, они подвергаются естественному выбору размера поровых каналов. Для того чтобы вытесняющую систему успешно закачать в нефтяной пласт и получить максимальный эффект вытеснения, необходимо точно определить размер молекулярного клубка вытесняющего агента.

В данной работе исследованы влияние концентрации полимерного раствора и молекулярной массы на размер полимерного молекулярного клубка, и совместимость между молекулярным клубком и поровым каналом пласта [3-5]. Полимеры, которые исследованы в данной работе представляют собой сухой порошок частично гидролизованного полиакриламида с разной молекулярной массой: 400×10^4 , 800×10^4 , 1200×10^4 , 1900×10^4 , 2500×10^4 , эффективное содержание составляет 88%, 88%, 90,3%, 90% и 90,1% соответственно. Вода, используемая в эксперименте является технической водой с месторождения Дацин в Китае. Керны, использованные в эксперименте, являются искусственными кернами и геометрический размер составляет $\phi 2.5 \times 10$ см, газопроницаемость изменяется от 25×10^{-3} до 750×10^{-3} мм². Размер полимерного молекулярного клубка D_h был измерен на установке Brookhaven BI-200SM (широкоугольная динамическая / статическая система рассеяния света (Brookhaven Instruments Corp., США)).

Характеристики потока полимерного раствора были испытаны с использованием установки для проведения фильтрационных экспериментов. Экспериментальная фильтрационная установка состояла в основном из насоса, датчика давления, держателя керна, ручного насоса для создания горного давления, промежуточного контейнера и др. За исключением насоса и ручного насоса, все остальное было помещено в термостате с температурой 45 °С (температура пластового условия). Фильтрационный эксперимент проводился при температуре 45 °С.

Используя пресную воду готовили маточный раствор полимера с массовой концентрацией 1000 мг/л и затем разводили до массовых концентраций 50 мг/л, 100 мг/л, 150 мг/л и 300 мг/л с использованием технической воды с месторождения Дацин. Результаты измерения размера полимерного молекулярного клубка D_h представлены в табл. 1. Из табл. 1 видно, что при тех же условиях массовой концентрации раствора размер полимерного молекулярного клубка D_h увеличивается с увеличением относительной молекулярной массы. Это связано с тем, что с увеличением относительной молекулярной массы, молекулярная цепь полимера растёт, содержит более заряженные группы, создается более сильная общая сила электростатического отталкивания в молекулярных катушках и за счет этого молекулярный гидродинамический размер полимера увеличивается.

Таблица 1

Результаты измерения размера полимерного молекулярного клубка D_h (нм)

Полимер	Концентрация раствора (мг/л)			
	50	100	150	300
400×10^4	149.1	173.6	146.3	182.5
800×10^4	165.6	191.6	159.7	202.4
1200×10^4	178.2	209.6	169.3	242.7
1900×10^4	206.2	223.1	177.4	246.7
2500×10^4	228.6	260.7	205.4	255.5

Массовая концентрация полимерного раствора тоже влияет на размер полимерного молекулярного клубка Dh. С увеличением концентрации размер полимерного молекулярного клубка Dh сначала увеличивается, затем уменьшается, а затем снова увеличивается. Когда концентрация раствора низкая, с ростом концентрации раствора количество полимерного молекулярного клубка в единице объема увеличивается, отрицательный заряд у карбоксильной группы увеличивается, защитный эффект катиона в растворе относительно ослаблен, повышается сила электростатического отталкивания между ветвями, увеличивается степень протяженности полимерных цепей, поэтому размер полимерного молекулярного клубка Dh увеличивается. Когда концентрация полимера увеличивается до 150 мг / л, концентрация воды (свободного растворителя) в растворе уменьшается, толщина гидратного слоя на поверхности полимерной цепи начинает снижаться, вызывает уплотнение клубков и приводит к уменьшению размера полимерного молекулярного клубка Dh. Когда концентрация полимера увеличивается до 300 мг / л, происходит физическое запутывание между изолированными цепями в растворе и размер полимерного молекулярного клубка Dh увеличивается. Обычно минимальная проницаемость керна, который не вызывает пробки называется пределом проницаемости. Пределы проницаемости различных кернов могут быть определены с помощью фильтрационных экспериментов. С изменением давления закачки определяются пределы проницаемости кернов и возможно образование пробок. В табл. 2 представлены пределы проницаемости полимерных растворов разной концентрации, которые были получены в экспериментах на фильтрационной установке.

Таблица 2

Результаты фильтрационных экспериментов

Полимеры	Массовая концентрация (мг/л)	Вязкость (мПа·с)	Предел проницаемости (10^{-3} мкм ²)	Коэффициент сопротивления	Коэффициент остаточного сопротивления
400×10 ⁴	600	2.3	30	4.8	3.1
	800	2.5	35	5.5	3.4
	1000	3.0	40	6.8	4.1
	1200	3.9	55	9.1	5.2
	1400	4.6	70	11.6	6.5
800×10 ⁴	600	3.5	40	6.0	4.1
	800	5.2	50	7.9	5.3
	1000	8.1	60	9.0	5.8
	1200	9.2	85	12.4	7.7
	1400	10.1	105	16.4	9.5
1200×10 ⁴	600	4.5	55	8.0	5.7
	800	7.1	65	10.5	7.2
	1000	11.5	80	12.0	7.6
	1200	12.8	105	16.3	9.8
	1400	17.3	135	19.5	11.1
1900×10 ⁴	600	5.3	70	10.8	7.1
	800	9.5	80	12.5	7.8
	1000	13.7	95	14.8	8.8
	1200	16.3	125	19.0	10.5
	1400	21.2	160	24.5	11.9
2500×10 ⁴	600	6.8	80	12.6	8.9
	800	10.9	95	15.5	10.2
	1000	18.0	110	19.3	11.4
	1200	20.8	145	22.8	12.0
	1400	28.4	180	26.1	13.4

Из табл. 2 видно, что с увеличением концентрации раствора коэффициент сопротивления и коэффициент остаточного сопротивления увеличиваются. Относительная молекулярная масса и проницаемость породы, т.е. коэффициент сопротивления и коэффициент остаточного сопротивления влияют на текучесть полимерного раствора. С увеличением относительной молекулярной массой коэффициент сопротивления и коэффициент остаточного сопротивления увеличиваются и наоборот с уменьшением проницаемости породы, коэффициент сопротивления и коэффициент остаточного сопротивления увеличиваются. В связи с этим, когда проницаемость породы низкая, нужно выбрать относительно низкомолекулярный полимер, чтобы избежать блокировки пор полимерного раствора.

Литература

1. Leng Jun, Pan Yi, Li Dong-sheng, Li Xiao-ou. Application of chemical flooding technology// Contemporary Chemical Industry. – 2014. - Aug. - N8. – P. 1495-1501.
2. Нажису, Ерофеев В.И. Исследование и применение комплексной технологии заводнения для повышения нефтеотдачи пластов.// Успехи современного естествознания. – 2017. – № 10. – С. 96–100.
3. ZHENG J. et al. Blockage mechanism and blockage reducer for polymer-injection well [J] //Petroleum Exploration and Development. – 2004. – Т. 6. – С. 108–111.
4. Zhu H. et al. Compatibility between polymer molecular size and pore throat in reservoirs //Petroleum Exploration and Development. – 2006. – Т. 33. – № 5. – С. 609.

5. Wang X. Y., Lu X. G., Jiang W. D. Influence of cations, anions and surfactants on molecular coil dimensions of partially hydrolyzed polyacrylamide //Acta Polym. Sin. – 2009. – Т. 12. – С. 1259-1264.

ЗАЩИТНЫЕ ПОКРЫТИЯ НА ОСНОВЕ НЕФТЕПОЛИМЕРНЫХ СМОЛ

Нгуен Ван Тхань, М. В. Старовойт, Л. Р. Хаялиева

Научный руководитель – к.х.н., доцент, Л. И. Бондалетова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одним из основных процессов переработки углеводородного сырья является пиролиз, в результате которого помимо основных непредельных газообразных мономеров образуется до 20 % жидких побочных продуктов. Рациональным использованием жидких продуктов является синтез нефтеполимерных смол (НПС), что способствует углублению переработки нефти [1].

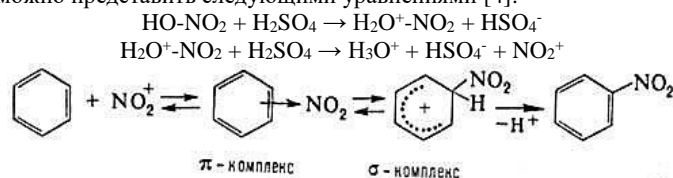
Для улучшения физико-химических свойств, а так же для расширения областей применения НПС проводят их модификацию различными агентами – озоном, пероксидом водорода, малеиновой кислотой и др. [2].

Одним из широко применяемых материалов для получения защитных покрытий является битум. Распространенным методом модификации битумов является добавление резиновой крошки и атактического полипропилена. Технология подобной модификации требует нагрева продукта до температуры выше 180 °С, что влечет за собой как дополнительное окисление (старение) битума и ухудшение ряда его свойств, так и разрушение структуры каучука. Поэтому готовый продукт имеет повышенную температуру размягчения и частично теряет эластичность. Другой распространенный метод модификации – это добавление нефтеполимерных смол: ароматических, алифатических, кумароноинденовых, смол на основе широкой фракции C₅–C₉, а также их гидрогенизированных модификаций. Нефтеполимерные смолы при растворении в битумных композициях позволяют повысить поверхностную активность композиций [3].

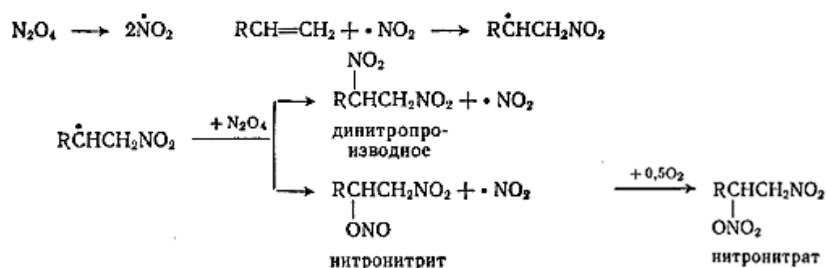
Целью данной работы является получение битумно-смоляных композиций на основе модифицированных нитрованием нефтеполимерных смол на основе фракции C₉.

В качестве объекта исследования выбран образец нефтеполимерной смолы, полученный иницирированной полимеризацией (ООО «Омск-полимер») – НПС_{C9_ин}.

Модификацию осуществляли по стандартной методике, учитывая, что исследуемая нефтеполимерная смола на 75 % состоит из стирольных звеньев, и нитрованию подвергается каждое третье звено полимерной цепи [4]. Нитрование 50 % раствора смолы в хлороформе при температуре 70 °С в течение 3 часов выполняли двумя способами. В первом случае в качестве нитрующего агента использовали азотную кислоту; при этом получали смолу, обозначаемую N-НПС. Во втором случае нитрующим агентом являлась смесь концентрированных азотной и серной кислот; полученный продукт обозначили NS-НПС. При использовании нитрующей смеси (2 случай) механизм процесса можно представить следующими уравнениями [4]:



Реакция нитрования олефиновых углеводородов протекает по радикально-цепному механизму. Алканы реагируют с 10 % раствором азотной кислоты при температуре 140 °С и небольшом давлении [4]. При одновременном введении воздуха кислород окисляет нитронитрит в соответствующий нитронитрат.



Исходные (НПС_{C9_ин}) и модифицированные (N-НПС_{C9_ин}, NS-НПС_{C9_ин}) смолы, свойства которых представлены в таблице 1, были использованы для получения покрытий методом полива на металлические подложки.

Таблица 1

Кислотное и бромное числа исходных и модифицированных смол

Наименование	Нитрующий агент	КЧ, мг КОН/г	БЧ, г Br ₂ /100 г
НПС _{С9_ин}	-	3,9	45,9
N-НПС _{С9_ин}	HNO ₃	14,1	3,6
NS-НПС _{С9_ин}	HNO ₃ , H ₂ SO ₄	26,1	2,3

Бромные числа модифицированных смол значительно ниже бромного числа исходной смолы, что говорит о снижении количества двойных связей и подтверждает механизм нитрования, представленный выше. Кислотное число при модификации возрастает в несколько раз, что может свидетельствовать о протекании процесса окисления параллельно нитрованию. Полученные результаты подтверждаются появлением в ИК-спектрах модифицированных смол пиков с частотами поглощения 1550 см⁻¹ и 1630 см⁻¹ (-NO₂), 1700 см⁻¹ (C=O) и 3400 см⁻¹ (-OH).

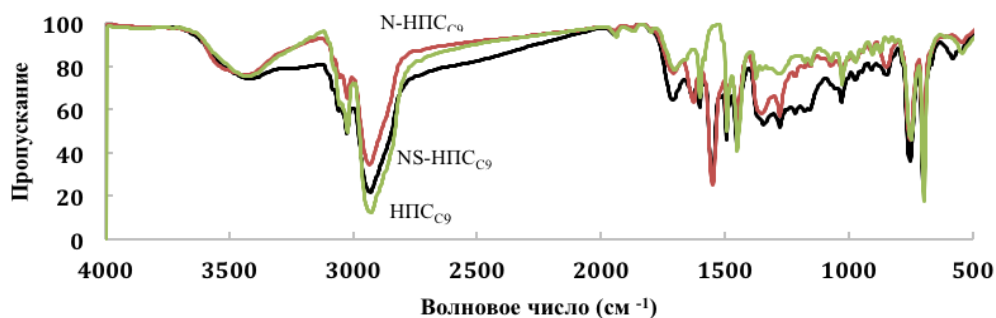


Рис. 1 ИК-спектр исходной и модифицированных НПС

Исследование покрытий на основе смол, полученных двумя способами, показало, что нефтеполимерная смола, модифицированная нитрующей смесью, имеет больше полярных групп (более высокое кислотное число), но это не приводит к улучшению технических характеристик покрытий на её основе по сравнению со смолой, модифицированной нитрованием азотной кислотой. Поэтому модификация с использованием нитрующей смеси нецелесообразна, поскольку не наблюдается заметных отличий в свойствах покрытий, включающих нефтеполимерные смолы NS-НПС_{С9_ин} и N-НПС_{С9_ин}. К тому же по окончании синтеза NS-НПС_{С9_ин} требуется ее более глубокая отмывка, что осложняет процесс.

Нефтеполимерную смолу, модифицированную при помощи азотной кислоты, использовали для приготовления битумно-смоляных композиций с вариацией содержания смолы в них от 1 до 15 %. Технические характеристики покрытий битумно-смоляных композиций представлены в таблице 2.

Таблица 2

Технические характеристики покрытий битумно-смоляных композиций

Исследуемое свойство	Содержание НПС _{С9_ин} в композиции, %							Содержание N-НПС _{С9_ин} в композиции, %						
	0	1	3	7	10	15	100	1	3	7	10	15	100	
Твердость, кг	0,2	0,2	0,2	0,2	0,4	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2	0,4	0,4	0,2	
Прочность при изгибе, мм	1	1	1	1	1	1	20	1	1	1	1	1	1	
Прочность при ударе, см	35	35	36	39	44	47	1	37	39	40	42	46	3	
Адгезия, балл	1	1	1	1	1	1	2	1	1	1	1	1	2	
Адгезия, кг/см ²	23	23	25	26,5	27	28	10	25	25,5	27	28	31	11	

Таким образом, показано, что введение полярных групп в структуру смолы позволяет значительно улучшить такие показатели, как прочность при ударе и адгезия защитного покрытия.

Литература

1. Лесняк В. П. и др. Синтез, модификация и применение нефтеполимерных смол на основе мономерсодержащих пиролизных фракций. – 2008.
2. Бондалетов В. Г., Бондалетова Л. И. Озонирование ароматических нефтеполимерных смол //Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2009. – Т. 315. – №. 3.
3. Галдина В.Д. Модифицированные битумы: учебное пособие. – Омск.: СибАДИ, 2009. – 228 с.

4. Дерябина Г.И., Нечаева О.Н., Потапова И.А. Практикум по органической химии. Часть II. Реакции органических соединений. – Самара.: Универс. групп, 2007. – С. 54 – 55.

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГАЗОГИДРАТОВ В КАЧЕСТВЕ ИСТОЧНИКА ЭНЕРГИИ

В.Е. Ошлыков, В.О. Патракеев

Научный руководитель – доцент Н.В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В связи с постоянно возрастающими объемами производства различных видов продукции для промышленного комплекса актуален вопрос обеспечения энергетических нужд. Так как цены на традиционные источники энергии растут почти пропорционально уменьшению их мировых запасов, развитые страны мира уделяют все больше внимания разработке экономически рентабельных способов добычи энергии от ее альтернативных источников. Одним из таких источников в ближайшем будущем могут выступить газовые гидраты.

У большинства стран, имеющих в своих границах глубоководные части морей и океанов, а также районы вечной мерзлоты на суше, есть доступ к значительным залежам газовых гидратов. Кроме того, газогидраты образуются самопроизвольно в газоперекачивающем оборудовании и линейной части магистральных газопроводов, расположенных в районах вечной мерзлоты с благоприятными условиями для гидратообразования, однако в данном случае они попросту удаляются физико-химическими методами, как побочный продукт, препятствующий дальнейшей транспортировке природного газа. Поэтому долгое время газодобывающие компании рассматривали газогидраты не как ресурс, а как досадную помеху при добыче и транспортировке газа. Однако за последние годы все активнее производят поиск и разведку залежей природного газа, сосредоточенного в виде гидратов.

Стоит отметить, что мировое сообщество рассматривает газогидраты в качестве возможного энергоносителя ближайшего будущего по ряду обоснованных причин. К одной из них относятся огромные запасы, сосредоточенные у океанических и морских побережий, которые многократно превышают запасы других видов углеводородного сырья.

Много сил уделяется разработке экономически рентабельной технологии добычи газа в виде залежей гидратов. Большинство трудностей связано с физическими свойствами газовых гидратов, а также природными условиями их существования. Гидраты представляют собой устойчивые соединения воды с метаном, стабильно существующие при низких температурах и высоком давлении (рис. 1). Их плотность составляет около 900 кг/м^3 , что практически эквивалентно плотности льда. Помимо этого, для разложения гидрата метана необходимо немалое количество подводимой энергии (от 400 до 600 кДж/кг [1]), что обуславливает стоимость конечного продукта - метана.

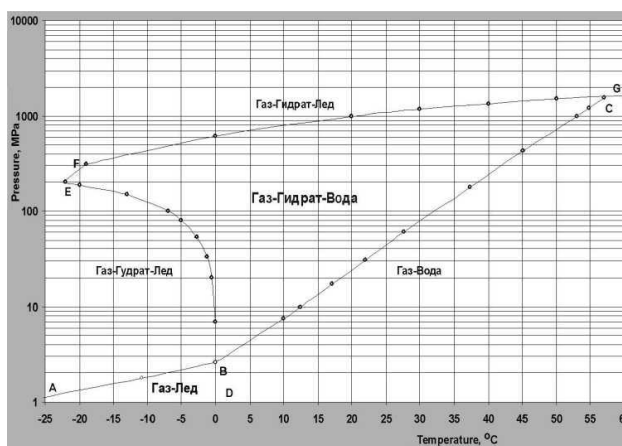


Рис. 1. Существование системы CH_4 - вода в условиях образования гидратов [2]

В настоящее время выделяют 3 наиболее перспективных метода добычи газа из залежей гидратов:

Повышение температуры в залежи до разложения гидрата при имеющемся в пласте давлении;

Понижение давления в залежи до разложения гидрата при имеющейся в пласте температуре;

Замещение метана в гидрате углекислым газом, закаченным в пласт.

Каждый способ обладает перечнем достоинств и недостатков, которые мы рассмотрим подробнее.

Повышение температуры в залежи гидратов осуществляется закачкой горячей воды, которая при контакте с породами, содержащими газовые гидраты, вызывает разрушение гидратов с последующим выделением газов и воды. Состав выделяющегося газа индивидуален для конкретной залежи, однако в основном главной составляющей полученной газовой смеси является метан. К достоинствам данного подхода относятся

простота, дешевый расходный материал (вода), уже известный рабочий процесс и оборудование. Одним из значительных недостатков является тот факт, что содержание гидратов в породах залежи обычно составляет 30-70 %, так что после их разложения в породах, примыкающих к скважине, необходимы значительные усилия для дальнейшего проталкивания горячей воды вглубь пласта.

Понижение давления в залежи – это простой и дешевый метод разработки гидратной залежи. Однако сам контроль разложения газовых гидратов в залежи крайне сложен. Также, если в первом случае в залежи остался избыток воды, наполняющий образовавшиеся после разложения гидратов пустоты, то при снижении давления в пласте образующийся газ будет уносить с собой часть воды, способствуя образованию дополнительных пустот в породах пласта, что может стать причиной обрушения пород. Поэтому необходимо тщательно контролировать пластовое давление в ходе процесса.

Закачка в пласт углекислого газа для замещения им метана в гидрате – самый затратный метод из рассмотренных. К его достоинствам стоит отнести возможность захоронения в породах углекислого газа для снижения парникового эффекта и простоту контроля рабочего процесса. Среди недостатков выделяются сложность сбора углекислого газа в необходимом количестве и недоработанность технологии. В частности, при замещении метана в гидрате углекислым газом образуется более устойчивый гидрат, закупоривающий поры, в которых до того находился гидрат метана, тем самым препятствуя дальнейшей закачке углекислого газа в породы.

Однако основные трудности при эксплуатации залежей газогидратов связаны с их большой площадью и мощностью. В качестве примера предположим, что площадь залежи гидрата метана равна 1 Га, ее мощность - 10 м, а гидратонасыщенность - 50 %. Результаты простого расчета показывают, что в данных условиях залежь содержит 50000 м³ гидрата метана. При пересчете на газ при н.у. (160 м³ метана на 1 м³ гидрата) это составит 8 млн м³ метана. Основываясь на современных ценах на природный газ, реализация данного объема составит около 4 млн долларов США. Очевидно, что при применяемых в настоящий момент технологиях добычи газа из гидратов расходы на его извлечение из залежи будут значительно выше данной цифры. Особенно это касается разработки морских и океанических гидратных залежей на большой глубине, где требуется специальное дорогостоящее оборудование, а также более высокие расходы на строительство и эксплуатацию газопроводов, нежели в условиях суши.

Оптимистичной выглядит оценка перспектив использования гидрата метана в системах промышленности и транспорта, как энергоносителя. Основным критерием является тот факт, что при его разложении выделяется большое количество газа. Так, энергия сгорания метана, полученного из 100 л гидрата, равна энергии сгорания 16 л бензина. При этом эквивалентное по теплотворной способности бензину количество метана вдвое дешевле, а продукты его сгорания в сотни раз менее токсичны. Предположительно, используя редуктор давления, автомобили можно было бы заправлять и от обычной линии, по которой жилые дома снабжаются природным газом, что позволило бы убрать большую часть автозаправочных станций за пределы населенных пунктов и, таким образом, получить дополнительные площади для застройки. Однако эти перспективы труднодостижимы в связи со свойством гидратов к “детонации” при изменении термобарических условий. При быстром распаде газогидратов практически мгновенно образуется объем метана, в десятки раз превышающий исходный, что может привести к резкому повышению давления, и, как следствие, утечкам и авариям на промышленных объектах. Поэтому как никогда актуален вопрос разработки системы безопасной добычи, транспорта и хранения газа в газогидратной форме.

Также одной из важных проблем использования газогидратов в качестве источника энергии является разработка и усовершенствование методов их транспортировки и хранения. Проведенные в последние годы экспериментальные исследования позволили обнаружить эффект самостоятельной консервации газовых гидратов при температуре ниже 0 градусов Цельсия. Данный эффект даёт новые возможности для транспортировки и хранения газовых гидратов, то есть фактически можно хранить и перевозить газогидратный газ автомобильным или железнодорожным транспортом, как уголь или древесину, с использованием специальных рефрижераторов. В настоящее время запущен только один проект по хранению и транспорту газогидратов в Японии компанией Mitsui Engineering & Shipbuilding Co., Ltd (MES) [3]. Суть проекта заключается в производстве плотных таблеток (брикетов) замороженного газогидрата, эти таблетки загружаются в контейнеры с рефрижератором и транспортируются к месту газификации. Затем путём частичного нагрева газогидраты постепенно разлагаются внутри контейнера, выделяя необходимые объёмы газа, после чего контейнеры с остывшей водой транспортируются обратно к месту добычи. Данный проект запущен в качестве пробного для выяснения коммерческой составляющей этой технологии, и поэтому оценить стоимость такой доставки на сегодняшний день пока не представляется возможным как для Японии, так и для нашей страны.

Исходя из всего вышесказанного, можно сделать следующие выводы:

- Мировые запасы газовых гидратов намного выше всех прочих запасов органического сырья;
- Развитые страны активно разрабатывают способы рентабельной добычи газа из гидратных скоплений;
- Существующие технологии не в состоянии обеспечить разработку месторождений газовых гидратов;
- Гидрат метана имеет хорошие перспективы на использование в качестве аккумулятора энергии.

Литература

1. Романовский Н. Н. и др. Многолетняя динамика толщ мерзлых пород и зоны стабильности гидратов газов в рифтовых структурах арктического шельфа Восточной Сибири (Сообщение 2) //Криосфера Земли. – 2006. – Т. 10. – №. 1. – С. 29-38.

2. Макогон Ю. Ф. Газогидраты. История изучения и перспективы освоения //Геология и полезные ископаемые Мирового океана. – 2010. – №. 2.
3. Nakata T. Study of natural gas hydrate (NGH) carriers //Proceeding of 6th International Conference on Gas Hydrate, Vancouver, Canada, 2008.

ИССЛЕДОВАНИЕ КАТАЛИТИЧЕСКОЙ АКТИВНОСТИ ВОЛЬФРАМ-КОБАЛЬТОВОГО ПОРОШКА В СИНТЕЗЕ УГЛЕВОДОРОДОВ ИЗ СИНТЕЗ-ГАЗА

В.А. Пивовар, Е.В. Попок

Научный руководитель – к.х.н., гл.технолог, С.П. Журавков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Значительная часть нефтяных и газовых месторождений России, одного из мировых лидеров по добыче природного газа, находится на удалении от газотранспортных сетей и газоперерабатывающих заводов и поэтому нуждается в решении проблемы утилизации попутного газа. Одним из возможных решений может стать признанная наиболее перспективной технологией переработка газа по методу Фишера-Тропша (СФТ) в жидкие углеводороды. Они будут использованы для обеспечения топливом и маслами как самого завода, так и для отправки в другие регионы.

В СФТ одну из ведущих ролей играет катализатор. От выбора катализатора зависит выход различных фракций и полнота переработки исходного сырья, а также другие особенности процесса.

Свойства катализатора зависят от его структуры в подавляющей степени. Электроискровое диспергирование металлических гранул в воде или другой жидкости [1] позволяет получить частицы с высокой удельной поверхностью заданного фазового состава, многоуровневой организацией структуры и значительным запасом свободной энергии.

Целью данной работы является изучение каталитической активности вольфрам-кобальтового порошка, в процессе синтеза жидких углеводородов по методу Фишера-Тропша.

Исследования проводились на лабораторной установке разработанной проектной организацией ЗАО «Катакон», работающей при повышенном давлении, схема которой представлена на рисунке 1.

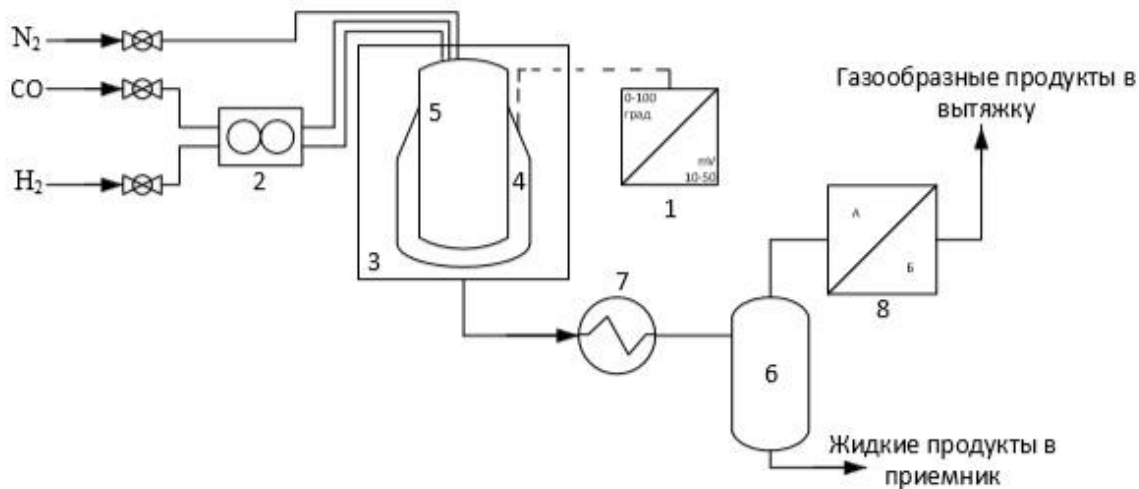


Рис. 1 Схема каталитической установки: 1 – регулятор температуры, 2 – блок дозирования газов, 3 – термошкаф, 4 – рубашка реактора, 5 – реактор, 6 – сепаратор, 7 – холодильник, 8 – хроматографический комплекс

Объем загружаемого катализатора составлял 10 см³, суммарный расход реагентов – 300 мл/мин. Все опыты проводились под давлением 13,5 бар. Для проведения исследования использовалось соотношение реагентов Н₂:СО = 2:1. Газообразные продукты синтеза анализировались непосредственно во время проведения опытов на хроматографическом комплексе «Кристалл 5000». Жидкие продукты синтеза отбирались и хранились в морозильной камере для их анализа по ГОСТ Р 52714-2007 «Бензины автомобильные. Определение индивидуального и группового углеводородного состава методом капиллярной газовой хроматографии».

При обработке результатов экспериментальных исследований было выявлено, что рабочая температура для данного порошка находится в температурном интервале 320–370 °С [2]. Общая степень конверсии пропорционально растет с повышением температуры, и достигает своего максимума 10,67% при 370°С. С дальнейшим повышением температуры, порошок ведет себя не стабильно. Увеличение температуры приводит не только к росту общей степени конверсии, но и к увеличению концентрации побочного продукта синтеза – углекислого газа и метана, рисунк 2.

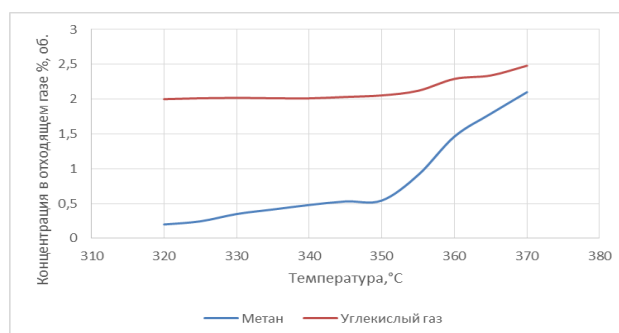


Рис. 2 Изменение концентрации CH_4 и CO_2 от температуры опыта

Очевидно, что катализатор обладает низкой общей степенью конверсии, но высокой селективностью к жидким углеводородам; так, при минимальной рабочей температуре (320 °C) выход углекислого газа (CO_2) – около 2 об. % и метана (CH_4) – 0,2 об. %. Для сравнения: на железном катализаторе выходы CO_2 и CH_4 составляют 13,9 и 20,6 об. % соответственно при минимальной рабочей температуре (270 °C) [3].

В жидких продуктах синтеза преобладают углеводороды парафинового строения с количеством атомов углерода до 15. Содержание нафтенов и ароматических соединений достаточно низкое (до 11 и до 5 % масс. соответственно), что позволяет сделать вывод о приближении данной фракции по составу к дизельным топливам [2].

Вольфрам-кобальтовый порошок, полученный методом электроискрового диспергирования в рабочем интервале температур ведет себя стабильно, подчиняется основным принципам синтеза Фишера-Тропша, активность катализатора растет с ростом температуры, однако это приводит к увеличению выхода побочных продуктов. Влияние на качественный состав жидких продуктов синтеза возможно изменением технологических условий процесса. Данный порошок обладает низкой общей степенью конверсии и высокой селективностью в процессе синтеза жидких углеводородов из CO и H_2 . Полученная смесь жидких углеводородов пригодна для дальнейшей переработки с целью повышения эксплуатационных свойств.

Литература

1. Поболь А.И., Горанский Г.Г., Журавков С.П., Лобанова Г.Л., Сапрыкин Ф.Е., Петюкевич М.С. Изучение свойств тонкодисперсных частиц, полученных при диспергировании твердого сплава W_6 электроимпульсным методом // Известия Национальной академии наук Беларуси. Серия физико-технических наук №2. -2016.
2. Пивовар В.А., Попок Е.В., Журавков С.П. Исследование каталитической активности металлических порошков, полученных электроимпульсными методами, в синтезе Фишера Тропша // Экология и безопасность в техносфере: современные проблемы и пути решения: сборник трудов Всероссийской научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов / Юргинский технологический институт. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2017. – 736 с.
3. Popok E. V. et al. Electro-explosive iron powders as a catalyst of synthesis liquid hydrocarbons from CO and H_2 in Fischer-Tropsch process //Petroleum & Coal. – 2016. – Т. 58. – №. 7.

ВЛИЯНИЕ МОДИФИЦИРОВАННЫХ НЕФТЕПОЛИМЕРНЫХ СМОЛ НА ТЕМПЕРАТУРУ ЗАСТЫВАНИЯ И ОСАДКООБРАЗОВАНИЕ МОДЕЛЬНЫХ СИСТЕМ

Е.А. Саврасова¹, И.В. Литвинец²

Научный руководитель – к.х.н., доцент Л.И. Бондалетова¹

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

²Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г.Томск, Россия

В последнее время в общем объеме добываемого углеводородного сырья преобладают парафинистые нефти с высоким содержанием смолисто-асфальтеновых компонентов (САК). Процесс добычи и транспорта таких нефтей неразрывно связан с образованием асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на поверхности нефтепромыслового оборудования, что приводит к уменьшению пропускной способности нефтепровода. Снижение общей производительности системы, повышение износа оборудования и расхода электроэнергии негативно отражаются на экономических показателях: значительно увеличивается стоимость транспортировки и переработки нефти [1]. В нефтедобывающих районах Западной Сибири эта проблема дополнительно осложняется низкотемпературными климатическими условиями.

Предотвращение осадкообразования нефтей осуществляется введением полимерных присадок, количество которых на мировом рынке повышается, однако зарубежные присадки дорогостоящие, и их поставки нестабильны в силу внешней политики страны на данный момент, а отечественные не всегда удовлетворяют спрос. В качестве полимерных присадок наибольшую популярность приобрели полиалкилакрилаты и сополимеры этилена с винилацетатом, либо их модификации [2]. Актуальным направлением повышения

СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 1 – УГЛЕВОДОРОДНОЕ СЫРЬЕ

эффективности полимерных присадок является использование низкомолекулярных добавок, при этом положительное влияние на низкотемпературные свойства нефтяных систем отмечается при добавлении компонентов с азотсодержащими группами [3].

В качестве такой добавки в данной работе используются нефтеполимерные смолы на основе ароматической фракции C_9 жидких продуктов пиролиза (ЖПП), синтезированные термической, иницированной и ионной полимеризацией, а затем модифицированные нитрованием (N-НПС). Выбор структуры смол основан на наличии олигомерной цепи с полярными ароматическими и нитро-группами, предположительно способными вступать во взаимодействие с полярными компонентами нефти (смолами и асфальтенами), влияя на механизм осадкообразования нефтяных систем. Дополнительное преимущество выбора НПС заключается в относительно простом способе синтеза и в доступной стабильной отечественной сырьевой базе: на установках пиролиза образуется около 20 % ЖПП, имеющих ограниченные сферы использования [4].

Процесс определения влияния компонентов присадки и подбор их концентраций достаточно трудоемок, поэтому начальным этапом является исследование их ингибирующей способности на модельных системах (МС). В качестве основного полимера присадки использовали полиакрилат (ПАА). Температуру застывания (T_z) МС определяли с помощью измерителя низкотемпературных показателей нефтепродуктов (ИНПН) «Кристалл», количественную оценку процесса образования АСПО проводили методом «холодного стержня», рассчитывая степень ингибирования (I), как разность между массой осадка при добавлении композиции ($m_{исх}$) и исходной массой осадка ($m_{исх}$), отнесенной к $m_{исх}$ и выраженной в процентах.

Влияние ПАА на температурные характеристики и количество парафиновых отложений изучали на МС «парафин : керосин КО-25». Концентрация парафина в составе МС составила 6, 10, 20 % (масс.), что моделирует парафинистые и высокопарафинистые нефти.

Согласно полученным данным (табл.1) использование 0,025 % (масс.) ПАА максимально снижает как температуру застывания, так и количество парафиновых отложений всех МС. Следует отметить, что эффективность ПАА снижается с увеличением содержания нефтяного парафина в модельных системах. Показано, что ПАА наиболее эффективно действует в концентрации 0,025 % (масс.), поэтому именно в этой концентрации он используется на последующих этапах работы.

Таблица 1

Подбор оптимальной концентрации ПАА

Концентрация парафина в МС, % (масс.)	Параметр	Концентрация ПАА в МС, % (масс.)					
		0	0,01	0,015	0,02	0,025	0,03
6	$T_z, ^\circ\text{C}$	+12,9	-40,1	-46,9	-45,3	-48,8	< -60
	I, %	-	88,4	90,6	90,7	91,5	91,7
10	$T_z, ^\circ\text{C}$	+18,4	6,7	0,6	0,5	-0,3	-3,8
	I, %	-	83,7	89,3	91,0	92,6	88,8
20	$T_z, ^\circ\text{C}$	+25,4	+25,5	+25,3	+24,9	+24,0	+24,2
	I, %	-	17,6	18,5	19,1	19,6	18,1

Известно, что на эффективность действия присадок оказывают влияние не только парафиновые углеводороды, но и смолистые компоненты нефти. Поэтому для определения влияния содержания смолистых компонентов на ингибирующую и депрессорную способности ингибирующих композиций готовили МС в керосине, содержащие 10 % парафина и до 10 % смолистых компонентов (СК).

Анализ полученных результатов показал (табл. 2), что при появлении СК в системе происходит снижение температуры застывания МС, что подтверждает влияние смолистых компонентов как природных ингибиторов. Но, с другой стороны, увеличение доли СК повышает температуру начала кристаллизации парафиновых углеводородов, вероятно, поэтому степень ингибирования ПАА снижается примерно на 15 %.

При добавлении нитрованных НПС в концентрации 0,000075 % (масс.) совместно с ПАА эффективно снижается температура застывания МС и повышается степень ингибирования ПАА. При этом лучшие результаты демонстрирует нитрованная НПС, синтезированная иницированной полимеризации (N-НПСиниц): для исследуемых модельных систем в ее присутствии температура застывания снижается на 20-50 $^\circ\text{C}$, а количество парафиновых отложений – в среднем на 10 % по сравнению с эффективностью действия ПАА.

Таблица 2

Низкотемпературные характеристики модельных систем на основе парафина и смолистых компонентов (СК) в присутствии ПАА и нитрованных НПС (N-НПС)

Концентрация парафина в МС, % (масс.)	Концентрация СК в МС, % (масс.)	Параметр	Исходная МС	Ингибирующая композиция			
				ПАА	ПАА+N-НПСиниц	ПАА+N-НПСтерм	ПАА+N-НПСион
10	2	$T_z, ^\circ\text{C}$	+16,9	-7,6	-58,6	-48,7	-53,2
		I, %	-	86,6	90,9	88,4	89,6
	6	$T_z, ^\circ\text{C}$	+7,6	-13,0	-46,8	-39,1	-40,0
		I, %	-	79,0	87,7	84,0	85,2
	10	$T_z, ^\circ\text{C}$	+3,8	-11,6	-31,1	-29,6	-29,8
		I, %	-	70,5	84,0	79,5	81,8

* концентрация ПАА – 0,025 % (масс.); концентрация N-НПС – 0,000075 % (масс.).

Влияние асфальтовых компонентов нефти на ингибирующую и депрессорную способность ингибирующих композиций определяли на МС, содержащих постоянное количество парафинов (10 % масс.) и смол (10 % масс.), при этом количество асфальтенов в растворе составляло 2 и 5 % (масс.). Установлено (табл. 3), что при добавлении асфальтовых компонентов снижается температура застывания МС. Использование ПАА снижает температуру застывания модельной системы в среднем на 15 °С, а количество АСПО более чем на 65 %. Следует отметить, что эффективность действия ПАА в модельных системах, содержащих асфальтовые компоненты, снижается приблизительно на 5 % по сравнению с модельными системами, содержащими только смолистые компоненты.

Согласно результатам о влиянии нитрованных НПС на эффективность действия ПАА (табл.3), как и в случае модельных систем, содержащих только смолистые компоненты, наиболее эффективной оказалась нитрованная НПС, синтезированная иницированной полимеризацией. В ее присутствии температура застывания снижается в среднем на 10 °С, а степень ингибирования повышается на 10 % по сравнению с эффективностью действия ПАА.

Таблица 3

Низкотемпературные характеристики модельных систем на основе парафина и смолисто-асфальтовых компонентов (САК) в присутствии ПАА и нитрованных НПС (N-НПС)

Концентрация парафина в МС, % (масс.)	Концентрация САК в МС, % (масс.)	Параметр	Исходная МС	Ингибирующая композиция			
				ПАА	ПАА+ N-НПС _{иниц}	ПАА+ N-НПС _{стерм}	ПАА+ N-НПС _{сион}
10	12	T _з , °С	+3,0	-15,0	-29,9	-27,8	-28,3
		I, %	-	69,4	83,3	80,6	80,6
	15	T _з , °С	+0,3	-13,4	-23,4	-19,8	-21,3
		I, %	-	66,7	77,8	72,2	77,8

* концентрация ПАА – 0,025 % (масс.); концентрация N-НПС – 0,000075 % (масс.).

Таким образом, нитрованные НПС в концентрации 0,000075 % (масс.) повышают эффективность действия ПАА, улучшая низкотемпературные характеристики модельных систем. Это доказывает положительный эффект полученной ингибирующей композиции на парафинистые высокосмолистые нефти.

Литература

1. Al-Yaari M. et al. Paraffin wax deposition: mitigation and removal techniques //SPE Saudi Arabia section Young Professionals Technical Symposium. – Society of Petroleum Engineers, 2011.
2. Zhang J. et al. Theoretical study of the prohibited mechanism for ethylene/vinyl acetate co-polymers to the wax crystal growth //The Journal of Physical Chemistry B. – 2008. – Т. 112. – №. 1. – С. 36-43.
3. El-Gamal I. M., Khidr T. T., Ghuiba F. M. Nitrogen-based copolymers as wax dispersants for paraffinic gas oils //Fuel. – 1998. – Т. 77. – №. 5. – С. 375-385.
4. Думский Ю. В., Но Б. И., Бутов Г. М. Химия и технология нефтеполимерных смол. – М. : Химия, 1999.

ДЕСТРУКЦИЯ СМОЛИСТО-АСФАЛЬТЕНОВЫХ КОМПОНЕНТОВ ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ НА МЕЗОПОРИСТЫХ АЛЮМОСИЛИКАТАХ

А.А. Солдаева, Н.Н. Свириденко, А.К. Головки

Научный руководитель – младший научный сотрудник Н.Н. Свириденко

Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия

По мере истощения запасов легких и средних нефтей важным сырьевым источником для удовлетворения растущих потребностей в топливе становятся тяжелые высоковязкие нефти и природные битумы. Мировые ресурсы тяжелых нефтей и природных битумов значительно превышают запасы легких и оцениваются более чем в 810 млрд. т. [1]. Большими запасами природных битумов располагают Канада и Венесуэла, значительные запасы также имеют Мексика, США, Россия, Кувейт и Китай. По разным оценкам на территории Российской Федерации сосредоточено от 30 до 75 млрд. т. тяжелой нефти и природных битумов [1].

Одной из основных проблем, связанных с переработкой тяжелого углеводородного сырья, является высокое содержание в его составе высокомолекулярных гетеросодержащих соединений - асфальтенов и смол, склонных к образованию кокса и отравлению катализаторов [2-3]. Для создания эффективных способов переработки тяжелых нефтей и природных битумов, а также дальнейшего использования полученных продуктов необходимы знания о влиянии температуры и природы катализаторов на различные функциональные группы в структуре молекул смол и асфальтенов [4]. Эти данные важны для более глубокого понимания изменений, которые происходят в смолах и асфальтенах в процессах термического и каталитического крекинга.

Цель данной работы – определение оптимального количества катализатора для увеличения глубины деструкции (до 50 % отн.) смолисто-асфальтовых веществ высокосернистого природного битума и выхода фракций нк-360.

В качестве объекта исследования был выбран битум Кармальского месторождения. Данный объект является высокосернистыми (содержание серы 3,65 %), с высоким содержанием смолисто-асфальтовых

**СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 1 – УГЛЕВОДОРОДНОЕ СЫРЬЕ**

компонентов (29,7 % мас.). По данным фракционного состава видно, что битум характеризуется низким содержанием фракций, выкипающих до 360 °С – 41,3 % мас.

Таблица 1

Характеристика катализаторов

Катализатор	Размер пор, Å	Удельная поверхность, м ² /г	Силикатный модуль
МП-1	50	500	40
МП-2	70	600	20

В качестве катализаторов были взяты мезопористые алюмосиликаты (МП), полученные в Институте нефтехимии и катализа РАН (г. Уфа) методом золь-гель синтеза (таблица 1) [5]. Крекинг битума проводился в автоклавах объемом 12 см³ при температуре 450 °С и продолжительности 100 минут в среде воздуха. Навеска каталитической системы варьировалась от 0,1 до 5 % мас. относительно навески сырья.

Таблица 2

Фракционный состав продуктов крекинга кармальского битума в присутствии катализаторов

Образец	Фракционный состав, % мас.		
	нк-200	200-360	>360
Исходный	4,6	27,9	58,7
Крекинг	12,7	39,4	40,6
Добавка катализатора МП-1, % мас.			
0,1	14,2	35,9	44,1
0,5	20,8	37,9	36,7
1,0	12,7	49,1	33,9
3,0	14,7	45,5	35,6
5,0	19,2	36,4	35,6
Добавка катализатора МП-2, % мас.			
0,1	10,2	35,3	48,9
0,5	15,5	49,6	29,9
1,0	15,2	38,1	42,0
3,0	15,3	37,3	39,6
5,0	19,8	46,0	27,2

Данные в таблице 2 показывают, что добавление мезопористого алюмосиликата, значительно увеличивает выход светлых фракций. Для обоих катализаторов видно, что добавка 0,1 % мас. приводит к ухудшению выхода светлых фракций в сравнении с крекингом без катализатора. Так, при крекинге битума с добавлением катализатора МП-1 максимальная прибавка светлых фракций составила 20,5 % мас. при 1,0 катализатора в процессе. При 0,5 и 5 % катализатора выходы фракций, выкипающих до 360 °С составили – 58,7 и 55,6 % мас. Крекинг битума с катализатором МП-2 изменяет процесс крекинга и соответственно выход фракций.

Так максимальный выход легкокипящих фракций (нк-360 °С) наблюдается при добавлении 0,5 % катализатора и составляет 65,1 % мас. Дальнейшее увеличение добавки катализатора приводит к снижению светлых фракций в жидких продуктах крекинга. Вероятно, больший размер пор и поверхность катализатора МП-2 по сравнению с МП-1 способствует большему допуску смол и асфальтенов в объем пор, где данные компоненты деструктируют на активных центрах с образованием компонентов входящих в состав фракций нк-360 °С.

В таблице 3 представлен материальный баланс продуктов каталитического крекинга природного битума. Добавка 0,1 % мас. катализатора способствует увеличению деструкции смол на 15,0 % (по сравнению с исходным битумом), тогда как выход кокса увеличивается и составляет 2,2 % мас. По данным таблицы 3 видно, что добавление 1,0 % мас. катализатора МП-1 оптимальна. При крекинге битума с данным количеством катализатора образуется максимальное количество масел – 81,4 %, минимальное количество газа – 1,6 % и кокса 1,0 % мас. при суммарной деструкции смол и асфальтенов 46 % отн. Увеличение добавки с 1 до 5 % мас. приводит к увеличению скорости реакций конденсации – содержание смол и асфальтенов увеличивается с 16,0 до 18,3 %, а кокса в 4,5 раза с 1,0 до 4,5 %.

Таблица 3

Материальный баланс и вещественный состав продуктов крекинга кармальского битума в присутствии катализаторов при 450 °С и продолжительности 100 минут

Образец	Вещественный состав, % мас.				
	масла	смолы	асфальтены	кокс	газ
Исходный	70,3	24,5	5,2	0	0
Крекинг	72,9	17,9	5,4	2,0	1,8
Добавка катализатора МП-1, % мас.					
0,1	79,0	9,5	3,8	2,2	5,5
0,5	80,1	9,6	4,4	1,0	4,9
1,0	81,4	12,4	3,6	1,0	1,6
3,0	77,2	12,8	4,3	1,2	4,5
5,0	74,1	14,1	4,2	4,5	4,8
Добавка катализатора МП-2, % мас.					
0,1	73,7	16,0	4,7	0,6	5,0
0,5	78,2	12,8	4,0	0,9	4,1
1,0	80,3	11,4	3,6	1,1	3,6
3,0	81,1	10,1	3,5	1,2	4,1
5,0	81,6	8,2	3,2	1,3	5,7

Добавка катализатора МП-2 изменяет состав получаемых продуктов крекинга. С увеличением количества добавки от 0,1 до 5,0 % в продуктах крекинга наблюдается линейное увеличение масел (с 73,7 до 81,6 %) и кокса (от 0,6 до 1,3 %), а также снижение: смол от 16,0 до 8,2 % и асфальтенов от 4,7 до 3,2 % мас. Однако, исходя из данных фракционного состава (таблица 2) видно, что при увеличении количества добавки от 0,5 до 1,0 и 3,0 % наблюдается снижение выхода светлых фракций. Вероятно, это обусловлено попаданием продуктов крекинга в состав фракций, выкипающих в интервале 360-500 °С. При максимальном количестве добавки в 5 % мас. выходы светлых фракций на уровне выходов с добавкой 0,5 % мас.

Таким образом, установлено, что присутствие мезопористого алюмосиликата при крекинге природных битумов позволяет получить дополнительные количества моторных топлив и масляных дистиллятов. Показано, что увеличение удельной поверхности и размера пор в катализаторе позволяет снизить количество добавки катализатора при крекинге битума с 1 до 0,5 % мас.

Работа выполнена в рамках госзадания, проект V.46.2.2

Литература

1. Муслимов Р.Х., Романов Г.В., Каюкова Г.П., Юсупова Т.Н., Петров С.М. Перспективы тяжелых нефтей // ЭКО. – 2012. – № 1. – С. 35–40.
2. Окунев А.Г., Пархомчук Е.В., Лысиков А.И., Парунин П.Д., Семейкина В.С., Пармон В.Н. Каталитическая гидропереработка тяжелого нефтяного сырья // Успехи химии. – 2015. – № 9. – С. 987–999.
3. Shahandeh H., Li Z., Modeling and Optimization of the Upgrading and Blending Operations of Oil Sands Bitumen // Energy & Fuels. – 2016. – V. 30. – P. 5202–5213.
4. Styles Y., de Klerk A., Sodium Conversion of Oilsands Bitumen-Derived Asphaltenes // Energy & Fuels. – 2016. – V. 30. – P. 5214–5222.
5. Agliullin M.R., Grigor'eva N.G., Danilova I.G., Magaev O.V., Vodyankina O.V. Template-Free Sol-Gel Synthesis of Catalytically Active Mesoporous Aluminosilicates // Kinitics and catalysis. – 2015. – V. 56. – P. 501-508.

ИССЛЕДОВАНИЕ АКТИВНОСТИ MO/ZSM-5 КАТАЛИЗАТОРОВ, ПОЛУЧЕННЫХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РАЗЛИЧНЫХ ФОРМ ЦЕОЛИТА, В РЕАКЦИИ ДЕГИДРОАРОМАТИЗАЦИИ МЕТАНА

А.А. Степанов, Л.Л. Коробицына, А.В. Восмериков

Научный руководитель – д.х.н., профессор А.В. Восмериков

Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия

Поиск путей рационального использования природного и попутного нефтяного газов, основным компонентом которых является метан, имеет важное значение. Одним из перспективных направлений в этой области является процесс прямой неокислительной конверсии метана в ароматические углеводороды в отсутствие кислорода на металлсодержащих цеолитных катализаторах. Известно, что наиболее высокую активность в данном процессе проявляют Mo/ZSM-5 катализаторы [1].

Целью настоящей работы являлось изучение влияния способа получения Mo/ZSM-5 катализаторов, приготовленных с использованием наноразмерного порошка (НПП) Mo и различных форм исходного цеолита, на их каталитическую активность и стабильность в процессе неокислительной конверсии метана в ароматические углеводороды.

СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 1 – УГЛЕВОДОРОДНОЕ СЫРЬЕ

Катализаторы 4,0 % Mo/ZSM-5 готовили методом сухого механического смешения различных форм цеолита (Na-, NH₄-, H-формы) с наноразмерным порошком Mo. Смешение проводили в шаровой вибромельнице КМ-1 в течение 2 ч. Полученные порошковые смеси прокаливали в муфельной печи при температуре 550 °С в течение 4 ч в атмосфере воздуха.

Кислотные свойства образцов исследовали методом термопрограммированной десорбции аммиака, позволяющим определить распределение кислотных центров по силе и их концентрацию. Процесс неокислительной конверсии метана (степень чистоты 99,9 %) проводили на установке проточного типа с неподвижным слоем катализатора при температуре 750 °С и атмосферном давлении. Объемная скорость подачи метана составляла 1000 ч⁻¹. Объем загружаемого в трубчатый кварцевый реактор катализатора составлял 1,0 см³, размер его гранул – 0,5-1,0 мм. Продукты реакции анализировали методом газовой хроматографии.

Для приготовления Mo/ZSM-5 катализаторов использовался цеолит с силикатным модулем 40, синтезированный с использованием гексаметилендиамина (ГМДА) в качестве темплата. Кристалличность полученного цеолита в Na-форме и непрокаленного от ГМДА составляла 100 %. Для испытаний были приготовлены следующие образцы: Mo/ZSM-5 (К-1) из H-формы, полученной декатионированием прокаленного от темплата цеолита (три прокаливания); Mo/ZSM-5 (К-2) из H-формы, полученной декатионированием непрокаленного от темплата цеолита (два прокаливания); Mo/ZSM-5 (К-3) из NH₄-формы непрокаленного от ГМДА цеолита (одно прокаливание); Mo/ZSM-5 (К-4) из NH₄-формы прокаленного от ГМДА цеолита (два прокаливания). Кроме того, добавлением НПП Мо к Na-форме цеолита, непрокаленного от ГМДА, получен катализатор К-5, при этом число термообработок в процессе приготовления катализатора было различным.

Известно, что цеолиты являются катализаторами кислотного-основного типа, поэтому проведено исследование кислотных свойств синтезированного цеолита в Na-, NH₄- и H-формах, а также Mo-содержащих катализаторов, полученных на его основе. Результаты исследования кислотных характеристик представлены в таблице 1. Для всех исследуемых образцов на термодесорбционных кривых имеются два пика с четко выраженными температурными максимумами в области 170-220 и 400-440 °С, указывающими на наличие двух типов активных центров на их поверхности – слабо- и сильнокислотных центров.

Таблица 1

Кислотные характеристики катализаторов, приготовленных различными способами

Катализатор	Температура максимума пика, °С		Концентрация кислотных центров, мкмоль/г		
	T _I	T _{II}	C _I	C _{II}	C _Σ
Na-ZSM-5	215	420	727	280	1007
H-ZSM-5	200	435	710	286	996
К-1	180	420	817	255	1072
К-3	175	415	780	298	1078
К-4	180	415	734	285	1019
К-5	185	410	882	271	1153

Известно, что высококремнезёмные цеолиты в Na-форме не содержат сильные бренstedовские кислотные центры. Однако, для Na-формы цеолита, подвергнутого термообработке, на термодесорбционных кривых присутствуют два пика, соответствующие льюисовским и бренstedовским кислотным центрам. Это обусловлено тем, что в качестве органического компонента при синтезе цеолита используется сильное органическое основание, которое, наряду с ролью структурообразующего агента, играет роль компенсирующего катиона. Результаты химического анализа синтезированного от ГМДА цеолита показали, что содержание Na в нем составляет 0,32 % мас., а после проведения процедуры декатионирования – 0,04 % мас. Для образца цеолита, переведенного в H-форму путем декатионирования с использованием раствора NH₄Cl, наблюдается увеличение концентрации бренstedовских кислотных центров за счет катионного обмена Na⁺ на H⁺. Добавление 4,0 % нанопорошка Mo к H-форме цеолита приводит к снижению концентрации бренstedовских кислотных центров, что связано с миграцией Mo в каналы цеолита и его взаимодействием с бренstedовскими кислотными центрами при прокаливании (К-1). В случае, когда катализатор К-5 готовили добавлением Mo к Na-форме непрокаленного от ГМДА цеолита, изменение бренstedовской кислотности незначительно по сравнению с H-формой цеолита. Это, вероятно, связано с тем, что в процессе прокаливания Na и ГМДА ингибируют проникновение Mo в каналы цеолита и его локализацию в объёме. При этом молибден, в основном, распределяется на внешней поверхности цеолита. Увеличение концентрации низкотемпературных кислотных центров может быть связано с образованием кристаллов MoO₃, диспергированных на внешней поверхности цеолита H-ZSM-5, что подтверждается данными, приведенными в работе [2]. При использовании NH₄-формы цеолита для приготовления катализаторов К-3 и К-4 наблюдается увеличение количества кислотных центров, соответствующих высокотемпературному пику, по сравнению с катализатором, полученным из H-формы цеолита. Увеличение концентрации бренstedовских кислотных центров в данном случае может быть связано с уменьшением количества стадий прокаливания в процессе приготовления катализатора, приводящим к разрушению кристаллической структуры исходного цеолита. Кроме того, увеличение количества термообработок цеолита приводит к снижению концентрации бренstedовских центров за счет их рекомбинации в процессе прокаливания [3].

Результаты каталитических испытаний Mo/ZSM-5 катализаторов, полученных различными способами, представлены на рис. 1.

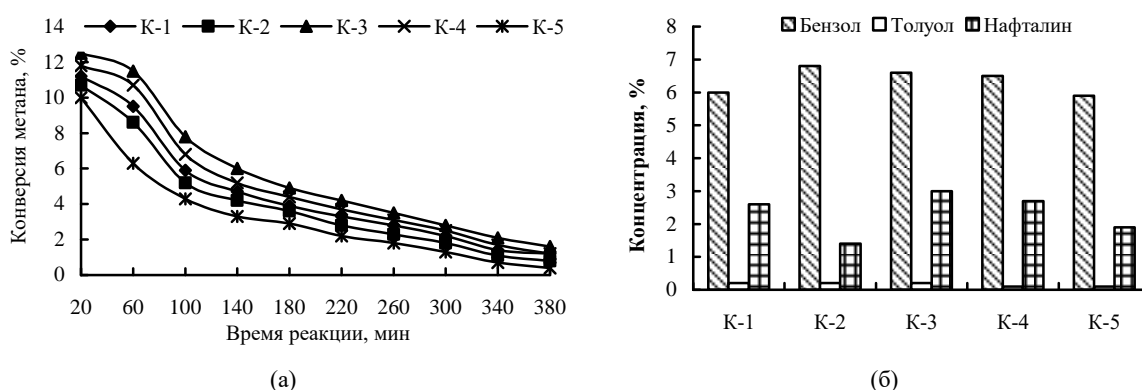


Рис. 1 Влияние способа приготовления Mo/ZSM-5 катализаторов на конверсию метана (а) и выход продуктов за 20 минут реакции неокислительной конверсии метана (б)

Максимальная конверсия метана на всех исследуемых катализаторах достигается в первые 20 минут реакции, что указывает на короткий индукционный период (рис. 1а). При дальнейшем увеличении времени реакции конверсия метана снижается. Наиболее высокая конверсия наблюдается на катализаторах К-3 и К-4, полученных на основе цеолита в NH₄-форме, и составляет 12,4 и 11,8 %, соответственно. Катализаторы Mo/ZSM-5, полученные с использованием Н-формы цеолита, проявили меньшую активность по сравнению с катализаторами, полученными из NH₄-формы цеолита. Мо-содержащий катализатор (К-5), полученный с использованием непрокаленного от ГМДА цеолита в Na-форме, также проявил активность в данном процессе. Конверсия метана на нем в первые 20 мин реакции составила 10 %, после чего его активность резко падает.

Анализ состава газообразных продуктов показал, что основными продуктами реакции являются этан и этилен, выход которых не превышает 1 %, а также в незначительном количестве присутствует водород.

В жидких продуктах реакции содержатся бензол, толуол и нафталин (рис. 1б), причем количество бензола значительно превышает содержание нафталина. Наибольшее количество бензола на всех исследуемых образцах Mo/ZSM-5 образуется в первые 20-60 минут реакции. Максимальный выход бензола в первые 20 минут процесса неокислительной конверсии метана наблюдается на катализаторе К-2, полученном на основе цеолита в Н-форме, и составляет 6,8 %. Максимальное количество нафталина в первые 20 минут реакции образуется на Mo/ZSM-5 катализаторе (К-3), приготовленном на основе цеолита в NH₄-форме, и составляет 3 %.

Таким образом, для процесса неокислительной конверсии метана получены Mo/ZSM-5 катализаторы с использованием различных форм цеолита (Na-, NH₄- и Н-форма), синтезированного с использованием ГМДА в качестве темплата. Показано, что кислотные и каталитические свойства Mo/ZSM-5 катализаторов зависят от формы цеолита и количества термообработок, используемых в процессе их приготовления. Установлено, что наибольшей каталитической активностью в реакции дегидроароматизации метана обладают Mo/ZSM-5 катализаторы, приготовленные с использованием NH₄-формы цеолита.

Литература

1. Wang L., Tao L., Xie M., Xu G. Dehydrogenation and aromatization of methane under non-oxidizing conditions // Catal. Lett. – 1993. – V. 21. – P. 35-41.
2. Araya A., Lowe B.M. Zeolite synthesis in the NH₂(CH₂)₆NH₂-Al₂O₃-SiO₂-H₂O system at 180 °C // J. Catal. – 1984. – V. 85. – P. 135-142.
3. Ma S., Guo X., Zhao L., Scott S., Bao X. Recent progress in methane dehydroaromatization: From laboratory curiosities to promising technology // J. Energy Chem. – 2013. – V. 22. – P. 1-20.

ИССЛЕДОВАНИЕ НАБУХАНИЯ ПОЛИДИЦИКЛОПЕНТАДИЕНА В КСИЛОЛЕ

Та Куанг Кыонг

Научный руководитель – д.т.н., проф. В.Г. Бондалетов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одним из побочных продуктов производства этилена и пропилена является дициклопентадиен [1]. Полимерные продукты на его основе обладают хорошими физико-механическими характеристиками, устойчивостью к низким и высоким температурам, высокой стойкостью в агрессивной среде [2]. Полидициклопентадиен (ПДЦПД) используется для изготовления деталей транспортных средств, корпусов больших приборов, ударопрочных контейнеров и др [3].

В данной работе, мы исследовали влияние температуры полимеризации на степень набухания ПДЦПД получен при разных температурах (с 120 °C до 200 °C) с концентрацией катализатора Граббса второго поколения 0.01 % (от массы мономера).

Методика эксперимента. Очистку мономера проводим в роторном испарителе BUCHIR-215 нагреванием товарного мономера с металлическим натрием при 103°C в течение 4 часов. Затем проводим

предварительную отгонку с вакуумом при 95°C для удаления низкокипящих примесей, после чего поднимаем температуру до 100°C и отгоняем чистый дициклопентадиен.

К дициклопентадиену добавляли 0,2 % ингибиторов окисления (смесь Ирганокс 1010 + Иргифос 168 с массовым соотношением 1:1). В полученную смесь при интенсивном перемешивании добавляли катализатор Граббса с концентрацией 0,01 % от массы мономера, заливали и выдерживали в металлической форме при температуре 80 °C в течение 30 минут. Затем нагревали до температуры полимеризации со скоростью 4°C/мин, выдерживали при заданной температуре в течение 60 мин и охлаждали до температуры 20-25 °C.

Образцы для проведения испытания вырезали с помощью фрезерального станка Roland EGX 350 (Япония). Образцы для испытания имеют размеры 20x30x5мм, масса примерно 3 г. Набухание ПДЦПД проведено в ксилоле.

Расчет степени набухания осуществляли по формуле:

$$\alpha_m = \frac{m - m_0}{m_0} 100\%;$$

где m - масса набухшего образца; m_0 - масса исходного образца.

Результаты исследования представлены на рисунке.

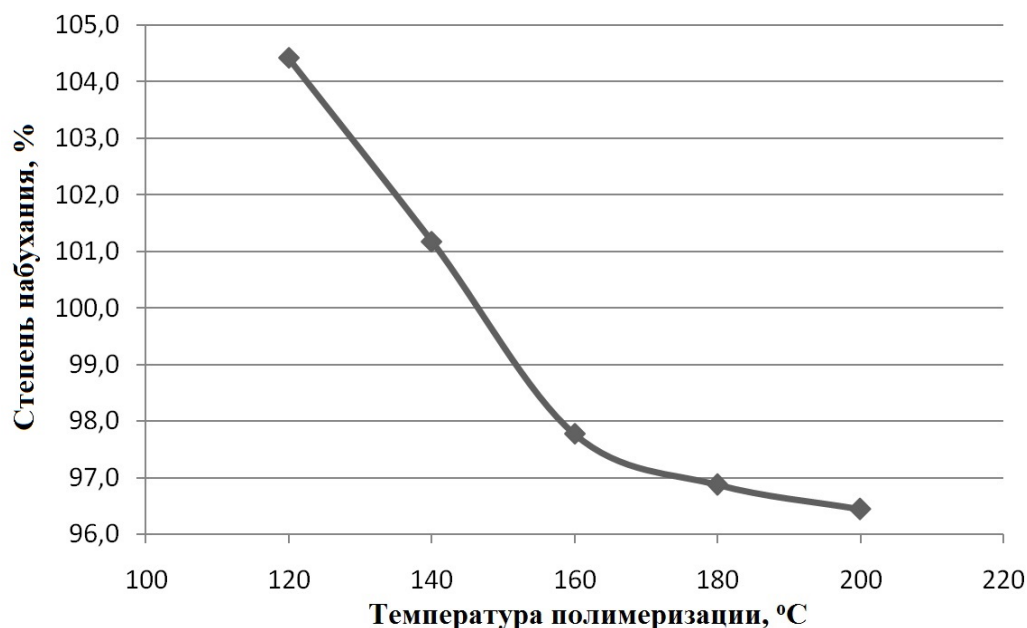


Рис. Зависимость степени набухания ПДЦПД от температуры полимеризации

Из приведенных результатов видно, что с увеличением температуры степень набухания снижается от 104,5 до 96,5 %. Кроме этого можно заметить, что при температуре ниже, чем 160 °C, степень набухания ПДЦПД много больше, чем у ПДЦПД, полученного при температуре выше 160 °C.

Следует отметить, что температуре 160 °C является оптимальной для процесса получения сшитого полимера, дальнейшее ее повышение до 200 °C нецелесообразно.

Литература

1. Варшавер Е. М. и др. К вопросу повышения эффективности использования побочных продуктов пиролиза //Химия и технология топлив и масел. – 1974. – № 3. – С. 7.
2. LaPointe A. M. Metathesis Polymerization. Advances in Polymer Science, Volume 176 Edited by Michael R. Buchmeiser (University of Innsbruck). Springer: Berlin, Heidelberg, New York. 2005. – 142 pp. SBN 3-540-23358-X. – 2005.
3. Волостнова О.И., Мингазетдинов И.Ф. Применение новых полимерных материалов в машиностроении. Прикладные аспекты химической технологии полимерных материалов и наносистем (Полимер-2009): материалы III Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных. Бийск: АлтГТУ. 2009. С. 22-24.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ КОМПОЗИЦИЙ
ПОЛИПРОПИЛЕН/ОКСИД АЛЮМИНИЯ С ДОБАВЛЕНИЕМ НАНОВОЛОКОН Al_2O_3**

А.Н. Таракановская, О.Д. Тарновская, М.А. Поздняков

Научные руководители: старший преподаватель кафедры А.А. Троян,
к.т.н., начальник ЛСиПП дирекции по химии и переработке полимеров НИОСТ Н.А. Бауман
**Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия**

В настоящий момент полиолефины являются одними из наиболее распространенных крупнотоннажных полимеров, выпускаемых в России. Особое место среди них занимает полипропилен. Этот полимер перерабатывается всеми известными высокотехнологичными и производительными способами переработки полимерных материалов, в том числе экструзией и литьем под давлением. Благодаря сочетанию своих ценных эксплуатационных свойств он нашел широкую область практического применения: при производстве пленки, волокон, деталей автомобилей, большого ассортимента слабонагруженных изделий, деталей бытовой аппаратуры и многое другое.

Модификация полипропилена путем создания различных композиционных материалов позволяет значительно расширить области его применения [1]. Наполненный полипропилен занимает одну из лидирующих позиций среди наполненных термопластов. Особый интерес в данный момент вызывает разработка композиционных материалов с наноразмерными наполнителями. Такие композиты отличаются более высокими показателями, чем композиционные материалы с микро- и макро наполнителями. Так, при использовании минеральных наполнителей, в частности, наноразмерных оксидов металлов, удается получить материалы, характеризующиеся значением теплопроводности, а также улучшенными механическими показателями. Такие композиты могут быть использованы при создании кабельной изоляции, корпусов светодиодов и аккумуляторных батарей, а также в качестве нагревательного элемента теплого пола.

Целью данной работы является установление влияния на механические свойства композитов дополнительной обработки вводимого наноразмерного волокна (обработка силанизирующими агентами, использование готового мастербатча нановолокон в СКЭПТ) при изготовлении материала на основе полипропилена, наполненного микро- и наноразмерным Al_2O_3 .

В качестве полимерной матрицы использовался порошок гомополипропилена с ПТР = 25 г/10 мин (ООО «Тобольск-Полимер», Тобольск). В качестве наполнителей – термоактивированный порошок Al_2O_3 с размером частиц до 0,2 мкм, удельной поверхностью не менее 150 м²/г (ООО «Техпроект», Екатеринбург), немодифицированное и силанизированное нановолокно Al_2O_3 длиной 150-350 нм, диаметром 5-50 нм, удельной площадью поверхности 155 м²/г, а также мастербатч немодифицированного нановолокна Al_2O_3 СКЭПТ(ANF Technology, Эстония). Композиции были приготовлены на двухшнековом смесителе-экструдере. На термопласт-автомате были приготовлены тестовые образцы для определения физико-механических свойств: прочность при разрыве, относительное удлинение при разрыве, предел текучести при растяжении, модули упругости при растяжении (ISO 527), и изгибе (ISO 178), ударная вязкость по Изоду (ISO 180).

Состав исследуемых композиционных материалов представлен в таблице 1.

Таблица 1

Состав композиционных смесей

Шифр	Содержание, масс. %			
	полипропилен	микроразм. Al_2O_3	немодиф. наноразм. Al_2O_3	силаниз. наноразм. Al_2O_3
1	90	10	–	–
2	85	15	–	–
3	80	20	–	–
4	89	10	1	–
5	84	15	1	–
6	79	20	1	–
7	89	10	–	1
8	84	15	–	1
9	79	20	–	1
10	99	–	1	–
11	99	–	–	1
12	100	–	–	–

Результаты испытаний представлены в таблице 2.

Таблица 2

Результаты механических испытаний композиций

Показатель	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Предел текучести при растяжении $\sigma_{рт}$, МПа	35,6	35,3	34,7	35,6	35,3	35,5	35,6	35,1	35,2	36,6	37,0	37,1
Прочность при разрыве $\sigma_{рр}$, МПа	27,6	26,8	28,4	29,1	29,2	30,9	28,0	29,3	30,4	20,4	24,9	29,5
Относительное удлинение при разрыве $\epsilon_{рр}$, %	17	16	11	11	14	9	10	7	5	22	24	21
Модуль упругости при растяжении $E_{раст}$, МПа	1820	1940	2070	2245	2497	2630	2296	2406	2558	1790	1781	1750
Модуль упругости при изгибе $E_{изг}$, МПа	1850	1990	2200	1986	2104	2240	1850	2036	2354	1520	1577	1570
Ударная вязкость по Изоду с надрезом +23 °С, Дж/м	29	27	27	29	27	25	30	27	28	33	28	28
Ударная вязкость по Изоду с надрезом +0 °С, Дж/м	17	18	18	19	19	20	19	20	21	17	18	16

Также в рамках данной работы были приготовлены композиции на основе полипропилена с ПТР = 25 г/10 мин с использованием 10 % мастербатча наноразмерного Al_2O_3 в СКЭПТ. Результаты испытаний показали ухудшение всех исследуемых показателей, причиной этого является неудовлетворительное распределение наполнителя в полимерной матрице. На рисунке 1 представлен снимок пластины, приготовленной из композиционного материала с добавлением 1 % нановолокна в СКЭПТ, на котором видны области скопления наполнителя, размерами от 0,3 до 0,8 мм.

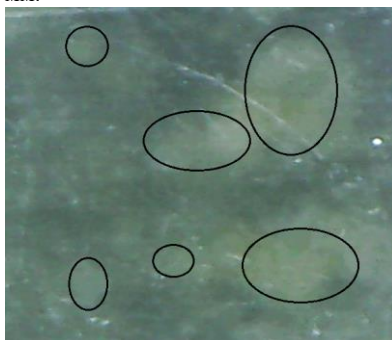


Рис. 1 Снимок пластины композита на основе полипропилена, наполненного 1 % наноразмерного Al_2O_3 в СКЭПТ, увеличение в 50 раз

По полученным результатам можно сделать следующие выводы:

1. Введение немодифицированного или силанизированного нановолокна Al_2O_3 в композиционный материал полипропилен/ Al_2O_3 приводит к увеличению ударной вязкости по Изоду с надрезом при 0 °С, модулей упругости при изгибе и растяжении, а также снижению относительного удлинения при разрыве.
2. Стоит отметить, что дополнительная модификация нановолокна Al_2O_3 силанизирующим агентом не привела к существенному изменению физико-механических свойств композита. Таким образом, у модифицированного волокна Al_2O_3 не выявлено явных преимуществ перед не модифицированным волокном.
3. Использование 10 % мастербатча наноразмерного Al_2O_3 в СКЭПТ приводит к незначительному снижению физико-механических свойств композитов. Это можно объяснить разной вязкостью расплавов смешиваемых полипропилена и СКЭПТ – невысокая вязкость полипропилена не позволяет добиться равномерного распределения наполнителя в полимерной матрице.

Литература

1. Чуков Н.А. Композиционные материалы на основе полипропилена и наноразмерных наполнителей: Автореферат. Дис. ... канд. техн. наук. – Начальник, 2011 г. – 110 с.

ВЛИЯНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ВВЕДЕНИЯ УГЛЕРОДНЫХ НАНОТРУБОК РАЗНОГО ТИПА НА ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ И ЭЛЕКТРОПРОВОДЯЩИЕ СВОЙСТВА САЖЕНАПОЛНЕННЫХ КОМПОЗИЦИЙ

О.Д. Тарновская, А.Н. Таракановская, М.А. Поздняков

Научные руководители: к.х.н., старший преподаватель кафедры А.А.Троян, к.т.н., начальник ЛСиПП дирекции по химии и переработке полимеров НИОСТ Н.А. Бауман *Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

В настоящее время научный и практический интерес представляют полимерные композиционные материалы (ПКМ) на основе дисперсных наполнителей в виде углеродных наночастиц, прежде всего однослойных и многослойных нанотрубок (УНТ) и нановолокон, которые позволяют менять как прочностные характеристики конструкционных полимеров, так и в широких пределах электропроводность полимерной матрицы [1]. Особое внимание уделяют изучению свойств таких ПКМ с использованием полиолефиновых матриц, типичными примерами которых являются полиэтилен, полипропилен (ПП), а также их смеси и сополимеры. Значительный интерес к подобным композитам вызван стремлением получить материалы, которые сочетали бы низкую себестоимость и комплекс свойств, превосходящих свойства исходных полиолефиновых полимеров [2].

Как известно, УНТ – материал, представляющий собой протяженные структуры в виде полого цилиндра, состоящие из одного или нескольких свернутых в трубку графеновых слоев с гексагональной организацией углеродных атомов. В зависимости от типа структуры УНТ их электропроводимость может иметь металлический или полупроводниковый характер. Изображения морфологии поверхности однослойных и многослойных УНТ, полученные посредством трансмиссионной электронной микроскопии (ТЭМ) представлены на рисунке 1 [3].

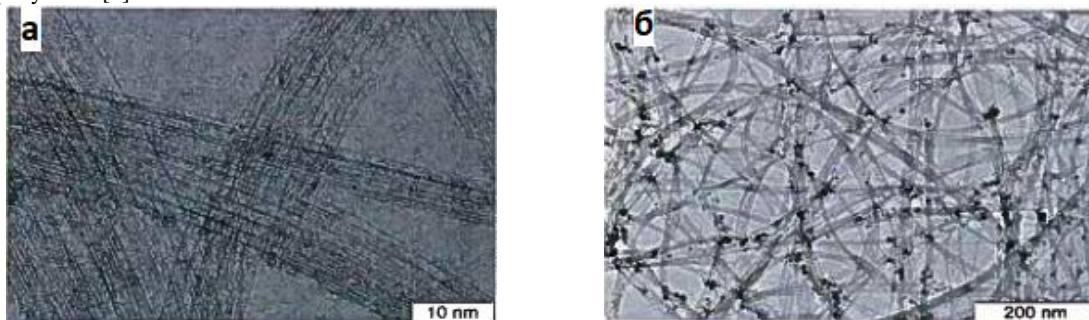


Рис.1 Морфология поверхностей однослойной УНТ (а) и многослойной УНТ (б), полученная с помощью трансмиссионного электронного микроскопа

Электропроводящие композиции на основе ПП и углеродных наполнителей применяют с целью отвода с поверхности изделия, изготовленного из этого материала, накапливающегося статического заряда, например, при изготовлении резервуаров для взрывоопасных сред. Использование композиций на основе ПП и углеродных наполнителей возможно и в трубопроводных системах транспортировки сыпучих материалов, жидкостей и газов, в качестве защиты силовых кабелей и в других конструкциях, для которых обязательным условием эксплуатации является отвод накапливающегося статического заряда [4]. Также изделия из электропроводящего ПП используются в качестве антистатических лотков и тары для хранения и транспортировки чувствительных к электростатическим разрядам электронных компонентов и модулей при производстве электроники.

Необходимым условием получения ПКМ с наилучшими свойствами является достижение максимальной степени диспергирования наполнителя и его оптимальная ориентация в полимерной матрице. Неравномерность распределения наполнителя в матрице приводит к локальным неравновесным изменениям структуры композиционного материала, уменьшает поверхность взаимодействия наночастиц и полимера. Поэтому, одной из ключевых задач получения полимерных нанокомпозитов с заданными свойствами является усовершенствование технологий введения наполнителя в полимерную матрицу, что позволит достичь максимально возможного эффекта. Среди основных способов введения наполнителей (в т.ч. наноразмерных) в полимерную матрицу стоит отметить [5]:

- введение на стадии синтеза полимера – один из самых эффективных и сложных способов изготовления композиционных материалов с высокой гомогенностью. Сложность данного способа заключается в том, что наноматериалы способны оказывать негативное влияние на активность катализатора, ухудшая свойства конечного продукта;

- введение в раствор полимера – достаточно эффективный способ, при котором наноразмерный наполнитель гомогенизируется в растворителе, в котором при перемешивании растворяют требуемое количество полимера. Через определенное время растворитель испаряют, а полученный композит измельчают и перерабатывают. Гомогенность распределения наночастиц может быть повышена путём обработки суспензии ультразвуком, введением ПАВ, длительностью перемешивания или комбинацией этих методов. Стоит отметить,

что метод может быть непригоден для наполнения плохо растворимых полимеров (полиэфирэфиркетон, полигликолевая кислота, политетрафторэтилен и др.);

- введение в расплав полимера – способ, часто используемый для создания композиций с макроразмерным наполнителем, в ходе которого происходит расплавление полимерной базы и её тщательное смешение с наполнителем с последующей экструзией композиции из смесителя. Метод приготовления подходит только для полимеров из класса термопластов.

Целью данной работы является исследование влияния способа приготовления композиций на основе статистического сополимера пропилена с этиленом и углеродных наполнителей на физико-механические и электропроводящие свойства готовых композиций.

В качестве полимерной матрицы была выбрана трубная марка статистического сополимера пропилена с этиленом PPR003EX/1 (ООО «Томскнефтехим», Томск). В качестве наполнителей использованы сухие однослойные (LG, Корея) и многослойные (OCSiAl, Новосибирск) УНТ в количестве, рекомендуемом производителями, а также технический токопроводящий углерод марки УМ-76 (ООО «Омсктехуглерод», Омск).

Для равномерного распределения углеродных наполнителей в полимерной матрице предварительно были приготовлены мастербатчи с однослойными (УО) УНТ, многослойными (УМ) УНТ и техническим углеродом (сажей) в статсополимере марки PPR003EX/1. Мастербатчи на основе УНТ получали двумя способами: на одношнековом и двухшнековом экструдерах. На основе полученных мастербатчей были приготовлены композиции с определенным содержанием УНТ и различным содержанием сажи в статсополимере марки PPR003EX/1. Изготовление композиций осуществлялось на двухшнековом экструдере.

Для всех типов композиций в зависимости от концентрации углеродных наполнителей по ГОСТ 20214-74 было определено удельное объемное электрическое сопротивление (ρ_v), а также ряд физико-механических характеристик: модуль упругости при растяжении ($E_{раст}$) в соответствии с ISO 527, модуль упругости при изгибе ($E_{изг}$) в соответствии с ISO 178, ударная вязкость по Изоду с надрезом (a_k) при 0 °С (ISO 180), показатель текучести расплава (ПТР) при температуре 230 °С и нагрузке 2,16 кг (ГОСТ 11645-73).

Известно, что электропроводящие полимерные материалы обладают объемным удельным сопротивлением 10^6 Ом·см и ниже [6]. Добавление в саженасы наполненные композиции УО и УМ позволяет снизить значение их удельного сопротивления, и, соответственно, увеличить электропроводимость. Значительный эффект наблюдается при наполнении композиций УО и УМ, мастербатчи которых получены на двухшнековом экструдере. Отмечено, что введение УНТ позволило достичь значение удельного объемного сопротивления готовой композиции порядка 10^4 Ом·см. При этом стоит отметить, что изготовление саженасы наполненной композиции подобного состава аналогичных количеств мастербатчей УО и УМ, полученных на одношнековом экструдере приводит к незначительному изменению их удельного объемного сопротивления.

Результаты механических испытаний саженасы наполненных композиций с добавлением УНТ, мастербатчи которых были получены на одношнековом и двухшнековом экструдерах позволяют сделать вывод, что при введении углеродных наполнителей в полимерную матрицу происходит повышение значений модулей упругости при растяжении и изгибе. Стоит отметить, что при дальнейшем увеличении количеств сажевых наполнителей не происходит существенных изменений физико-механических свойств композиций. Однако, увеличение количества сажи сопровождается уменьшением ударной вязкости по Изоду при 0 °С, что, в свою очередь, приводит к ухудшению морозостойкости полученных композиций. В связи с тенденцией к снижению ПТР композиций при введении макроразмерной сажи, возможность их переработки несколько ограничивается.

По результатам выполненной работы можно сделать ряд выводов:

1) Отмечено влияние эффективности компаундирующего оборудования, применяемого при изготовлении мастербатчей УНТ, на проводящие свойства получаемых композиций, что, очевидно, связано с достигаемой степенью диспергирования УНТ. При этом разницы в физико-механических свойствах композиций с углеродными наполнителями не наблюдается.

2) В зависимости от типа УНТ (УО или УМ) существенных отличий в электропроводящих и физико-механических свойствах композиций также не выявлено.

3) Доказан положительный эффект добавления рекомендуемых производителями количеств УНТ на электропроводящие свойства композиций на основе полиолефинов, изготовленных методом компаундирования.

Литература

1. Алешин А.Н., Москалюк О.А., Цобкалло Е.С., Крестинин А.В., Юдин В.Е. Электропроводность полипропиленовых волокон с дисперсными углеродными наполнителями//Физика твердого тела. – 2012. – № 10. – С.1993 – 1998.
2. Кравченко В. С., Шитов Д. Ю., Осипчик Т. П., Раков Э. Г. Композиционные материалы на основе полипропилена с углеродными наполнителями// Пластические массы. – 2013. – № 3. – С. 29 – 32.
3. Krajcik R, Jung A, Hirsch A, Neuhuber W, Zolk O. Functionalization of carbon nanotubes enables non-covalent binding and intracellular delivery of small interfering RNA for efficient knock-down of genes//Biochem Biophys Res Commun.– 2008.– № 369.– p. 595 – 602.
4. Матренин С.В., Овечкин Б.Б. Композиционные материалы и покрытия на полимерной основе: Учебное пособие. – Томск, 2008. – 197 с.
5. Пат. 2491302 Россия ЗАО "Макполимер" №2008140283/04. Электропроводящий композиционный материал на основе полипропилена и глобулярного углеродного нанонаполнителя. Микитаев А.К., Галицейский К.Б. Заявлено. 13.10.2008; Оpubл. 27.08.2013, Бюл.№24. – 5 с.
6. Шевченко В.Г. Основы физики полимерных композиционных материалов: Учебное пособие для студентов по специальности «Композиционные наноматериалы». – М.: МГУ, 2010. – 180 с.

**ПРЕВРАЩЕНИЯ АЗОТСОДЕРЖАЩИХ ОСНОВАНИЙ СМОЛИСТЫХ КОМПОНЕНТОВ
БИТУМИНОЗНОЙ НЕФТИ АШАЛЬЧИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРИ ТЕРМИЧЕСКОЙ
ОБРАБОТКЕ**

Т.В. Федорова¹, Н.Н. Герасимова²

Научный руководитель – доцент Н.Н. Герасимова

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия¹,
Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия²*

Доля тяжелых нефтей в общем объеме жидких углеводородов, поступающих на нефтеперерабатывающие предприятия, неуклонно растет [3]. Поиск оптимальных путей использования такого нетрадиционного сырья в значительной степени зависит от сведений о составе и свойствах их смолистых веществ, концентрирующихся в тяжелых фракциях и включающих основную массу нефтяных гетероатомных соединений, в частности азотсодержащих оснований (АО). АО оказывают негативное влияние на эффективность каталитических процессов нефтепереработки, качество и эксплуатационные характеристики горюче-смазочных материалов [6]. При этом разработка новых технологий воздействия на нефтяное сырье осложняется из-за недостатка информации о природе содержащихся в нем АО и их превращениях в термических процессах.

Цель данной работы – сравнительная характеристика состава АО смол битуминозной нефти Ашальчинского месторождения до и после термического воздействия.

Ашальчинское месторождение является одним из крупных промышленно разрабатываемых месторождений тяжелых нефтей Татарстана [4]. Нефть характеризуется высоким содержанием смолистых компонентов (18,4 % мас.). Смолы обогащены общим (Н_{общ}=1,14 % мас.) и основным (Н_{осн}=0,44 % мас.) азотом. С ними связано 67 % Н_{осн} нефти.

Термическую обработку смол проводили при 450 °С в течение 30 мин в инертной среде. Условия термолитиза выбраны на основании данных дифференциального термического анализа концентрата высокомолекулярных оснований, составляющих основную массу нефтяных АО [2]. Термические превращения низкомолекулярных оснований завершаются при температуре 350 °С. Следовательно, АО в термолитизованных смолах являются продуктами деструкции высокомолекулярных соединений. В результате обработки смол получены газообразные (1 % мас.), твердые коксоподобные (1 % мас.) и растворимые в бензоле (98 % мас.) продукты, состоящие из вторичных асфальтенов (23 % мас.) и мальтенов (75 % мас., далее – термолитизованные смолы). Концентрации Н_{общ} и Н_{осн} в термолитизованных смолах составляют 0,98 и 0,31 % мас. соответственно.

АО выделяли из гексановых растворов исходных и термолитизованных смол по методике, включающей стадии осаждения высокомолекулярных оснований газообразным хлористым водородом (К-1), доосаждения растворимых в углеводородной среде хлористоводородных солей АО с помощью диэтиламина (К-2) и экстракции низкомолекулярных АО уксуснокислым раствором серной кислоты (К-3) [5]. Ее применение позволило выделить основную часть АО, присутствующих в исходных и термолитизованных смолах, и получить концентраты с различной молекулярной массой (таблица 1). Преобладают в обоих образцах смол высокомолекулярные АО. При этом их относительное содержание в процессе термических превращений снижается. Одновременно в составе АО термолитизованных смол возрастает доля более низкомолекулярных соединений.

Таблица 1

Выделение и разделение азотсодержащих оснований

Образец	ММ, а.е.м.		Содержание, % мас.		Доля Н _{осн} от Н _{осн} .смол, % отн.	
	В исходных смолах	В термолитизованных смолах	В исходных смолах	В термолитизованных смолах	В исходных смолах	В термолитизованных смолах
К-1	833	626	35,6	15,9	70,4	44,8
К-2	636	507	0,6	6,4	1,3	17,8
К-3	383	317	1,3	1,1	6,2	7,2
К-1гр	578	458	6,3	5,8	10,9	29,8
К-1гнр	1072	920	29,3	10,1	59,5	23,4

Сравнительный анализ показал, что концентрации Н_{общ} и Н_{осн} в термолитизованных смолах, в отличие от исходных, уменьшаются в 1,2 и 1,4 раза соответственно. Суммарное содержание выделяемых концентратов К-1, К-2, К-3 также снижается (таблица 1). Совокупность этих данных подтверждает предположение [1] о том, что АО участвуют в формировании коксоподобных продуктов, образующихся в процессе термолитиза нефтяного сырья.

Концентраты К-1, представляющие сложные смеси соединений, фракционировали на растворимые (К-1гр) и нерастворимые (К-1гнр) в гексане компоненты [5]. В исходных смолах наиболее высокомолекулярные гексанонерастворимые АО преобладают над гексанорастворимыми основаниями, характеризующимися меньшими молекулярными массами (ММ) (таблица 1). В результате термолитиза среди АО возрастает доля гексанорастворимых компонентов.

СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 1 – УГЛЕВОДОРОДНОЕ СЫРЬЕ

Все образцы АО термолитованных смол отличаются от одноименных продуктов исходных смол меньшими значениями ММ. Это может быть связано с протеканием при термодеструкции как реакций деалкилирования, так и раскрытия нафтеновых циклов, приводящих к образованию относительно низкомолекулярных соединений [1]. Участвовать в этих реакциях могут соединения К-1 и К-2 исходных смол.

Такой вывод согласуется с данными хроматомакс-спектрометрического анализа оснований К-1гр, К-2 и К-3 исходных и термолитованных смол. На хроматограммах по полному ионному току всех концентратов, выделенных из исходных смол, наблюдаются достаточно интенсивные «нафтеновые горбы», что свидетельствует о высоком содержании в них структур АО, содержащих нафтеновые циклы [1]. Практическое исчезновение «нафтеновых горбов», на хроматограммах концентратов, выделенных из термолитованных смол, может быть связано с раскрытием нафтеновых циклов в АО при термическом воздействии.

Среди АО обоих образцов смол идентифицированы алкилзамещенные хинолины, бензохинолины, дибензохинолины, азапирены, тиофенохинолины и бензотиофенохинолины. Максимумы в распределении оснований приходится на алкилбензохинолины (таблица 2). Особенностью АО термолитованных смол является повышенное относительное содержание алкилхинолинов и алкилтиофенохинолинов и пониженное относительное содержание более циклических структур: алкилбензохинолинов, алкилдибензохинолинов, азапиренов и бензотиофенохинолинов. Сопоставление данных по строению доминирующих соединений позволило установить, что в составе бензохинолинов термолитованных смол выше доля структур с меньшим числом атомов углерода в алкильных заместителях.

Таблица 2

Состав азотсодержащих оснований исходных и термолитованных смол

Соединения	Эмпирическая формула	Гомологи		Содержание, % относительно идентифицированных структур	
		Смолы исходные	Смолы термолитованные	Смолы исходные	Смолы термолитованные
Хинолины	$C_nH_{2n-11}N$	C_3-C_4	C_3-C_{11}	0,1	18,8
Бензохинолины	$C_nH_{2n-17}N$	C_2-C_7	C_1-C_7	68,5	45,2
Дибензохинолины	$C_nH_{2n-23}N$	C_2-C_4	C_0-C_4	1,7	0,6
Азапирены	$C_nH_{2n-21}N$	C_4-C_8	C_3-C_7	6,0	2,7
Тиофенохинолины	$C_nH_{2n-15}NS$	C_4-C_7	C_0-C_8	22,4	32,7
Бензотиофенохинолины	$C_nH_{2n-21}NS$	C_3-C_6	-	1,3	-

Таким образом, в результате сравнительного исследования АО смол битуминозной нефти Ашальчинского месторождения до и после термического воздействия при 450 °С в течение 30 мин в инертной среде, показано, что смолы при термолитовании полностью теряют низкомолекулярные основания и часть входящих в их состав высокомолекулярных оснований. Все АО в термолитованных смолах являются продуктами превращений высокомолекулярных соединений. Основную массу АО исходных и термолитованных смол составляют высокомолекулярные соединения, однако их доля в термолитованных смолах существенно ниже. Термопреобразованные основания имеют меньшие средние молекулярные массы, чем исходные. Среди оснований исходных и термолитованных смол присутствуют алкилпроизводные хинолина, бензохинолина, дибензохинолина, азапирена, тиофенохинолина и бензотиофенохинолина, большую часть которых составляют алкилбензохинолины. АО термолитованных смол отличаются повышенным относительным содержанием алкилхинолинов и алкилтиофенохинолинов. Для образующихся низкомолекулярных азотсодержащих оснований характерна более высокая доля структур с меньшим числом атомов углерода в алкильных заместителях. Следует учитывать, что при термической переработке тяжелого нефтяного сырья идентифицированные соединения войдут в состав дистиллятных фракций.

Литература

1. Антипенко В.Р. Термические превращения высокосернистого природного асфальтита: Геохимические и технологические аспекты. Новосибирск : Наука, 2013. – 184 с.
2. Камьянов В.Ф., Аксенов В.С., Титов В.И. Гетероатомные компоненты нефтей. Новосибирск: Наука, 1983. – 238 с.
3. Рузин Л.М., Морозюк О.А., Дуркин С.М. Особенности и инновационные направления освоения ресурсов высоковязких нефтей // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 8. – С.51–53.
4. Сагаченко, Т.А. Химическая природа масляных и смолисто-асфальтеновых компонентов природного битума Ашальчинского месторождения Татарстана / Т.А. Сагаченко, В.П. Сергун, Т.Т.В. Чешкова, Е.Ю. Коваленко, Р.С. Мин // Химия твердого топлива. – 2015. – № 6. – С. 12–18.
5. Чешкова Т.В., Герасимова Н.Н., Сагаченко Т.А., Мин Р.С. Химический состав нефти Крапивинского месторождения (сообщение 4), // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – Т. 328. – № 8. – С. 6–15.
6. Pashigreva A. V. et al. High-active hydrotreating catalysts for heavy petroleum feeds: Intentional synthesis of CoMo sulfide particles with optimal localization on the support surface //Catalysis Today. – 2010. – Т. 150. – №. 3-4. – С. 164-170.

**ПЕРЕРАБОТКА ТЯЖЕЛОГО УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ
С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЗОЛЕЙ МОЛИБДЕНА**

К.К. Чувашов^{1,2}, М.А. Морозов², А.В. Восмериков²

Научный руководитель – к.х.н., младший научный сотрудник А.С. Акимов^{1,2}
¹Национальный Исследовательский Томский государственный университет,
г. Томск, Россия

²Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия

Рост потребности в моторных топливах стимулирует вовлечение в процессы нефтепереработки тяжелого и сверхтяжелого сырья, включая остатки атмосферной (мазуты) и вакуумной перегонки (гудроны). Основные способы переработки заключаются либо в удалении избыточного углерода (висбрекинг, коксование, термический и каталитический крекинг), либо в введении дополнительного водорода в углеродное сырье (процессы гидропереработки). Выбор метода переработки тяжелого (сверхтяжелого) и остаточного углеводородного сырья зависит от ряда факторов: содержания смол, асфальтенов, металлов (в основном V, Ni). Так, например сверхтяжелое остаточное сырье с содержанием асфальтенов 20-40 мас.% и металлов более 1000 ppm можно перерабатывать с помощью сларри-процессов с использованием наноразмерных катализаторов, получаемых *in situ* в реакционной среде из молибден-содержащих водо- и нефтерастворимых соединений – предшественников катализатора [1].

В последние годы из за особенностей своего строения (монодисперсность, малый размер частиц) особый интерес представляют золи молибдена – молибденовые сини. Несмотря на встречающиеся в литературе сведения об использовании молибденовых синей в качестве перспективных прекурсоров и катализаторов в ряде процессов, не рассматривается возможность их использования в переработке тяжелого и остаточного углеводородного сырья [2-4].

Целью настоящей работы является исследование золей молибдена (молибденовой сини) в качестве перспективного катализатора переработки тяжелого остаточного сырья.

Синтез молибденовых синей осуществляли в присутствии предварительно механоактивированного молибденита марки «Molysulfide» в качестве источника молибдена. Механоактивацию молибденита проводили в планетарной мельнице «МП-4/0,5». В роли восстановителя использовали этиловый спирт квалификации «х.ч.». Предварительную проверку каталитических свойств проводили в стальном автоклаве объемом 12 см³ в периодический режим. В качестве сырья использовали гудрон Новокуйбышевского НПЗ с следующими свойствами (табл.1). Условия испытаний: температура – 420 °С, продолжительность – 1,5 ч, масса сырья – 5 г, среда – инертная. Об активности молибденовых синей судили по конверсии фракции T_{кип}>350 °С. Рентгеноструктурный анализ (РСА) выполняли на порошковом дифрактометре «D8 Discover» при следующих условиях: длина волны характеристического рентгеновского излучения CuK_α – 0,154 нм, интервал углов 2θ – 8-86 °, минимальный шаг сканирования – 0,01°, время накопления в каждой точке – 180 с. Спектры поглощения молибденовых синей регистрировали на спектрометре «UVIKON 943», используя кювету толщиной 1см в диапазоне длин волн 400-800 нм.

Таблица 1

Физико-химические свойства гудрона

Параметр	Плотность, г/см ³	Содержание серы, мас.%	Температура начала кип., °С	Соотношение Н:С	Фракционный состав, мас.%	
					н.к. – 350 °С	свыше 350 °С
Значение	0,9870	3,04	343	1,56	8,7	91,3

Согласно литературным данным поглощение молибденовых синей наблюдается в интервале 700-800 нм [5]. Это обусловлено электронному переходу с межвалентным переносом заряда Mo^V→Mo^{VI}. На рис.1 приведен типичный спектр поглощения спиртового раствора синтезированной сини. Как следует из представленных данных (рис.1) максимальное значение оптической плотности находится в видимой области спектра – в районе 750 нм, что согласуется с приведенными выше литературными данными.

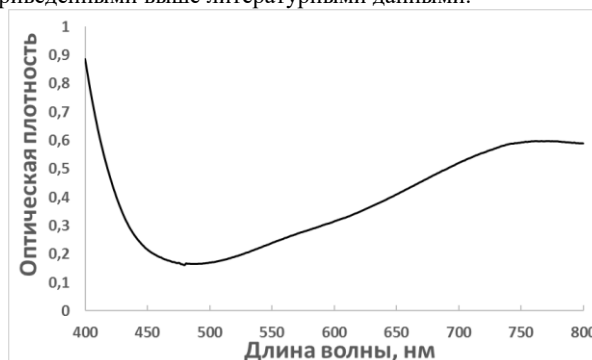


Рис. 1 Типичный спектр поглощения молибденовой сини

На рис.2 предоставлены рентгеновские дифрактограммы механоактивированного молибденита и порошка молибденовой сини полученной сушкой спиртового раствора при комнатной температуре. На механоактивированном молибдените обнаружена фаза MoS_2 , которая по структуре представляет собой гексагональную ячейку со структурным политипом 2H-MoS_2 . Иных фаз в рамках чувствительности метода обнаружено не было. Дифрактограмма порошка молибденовой сини представляет собой практически полностью рентгенаморфной фазой. Предположительно это может быть связано с чрезвычайно малым размером частиц порядка 1-5 нм.

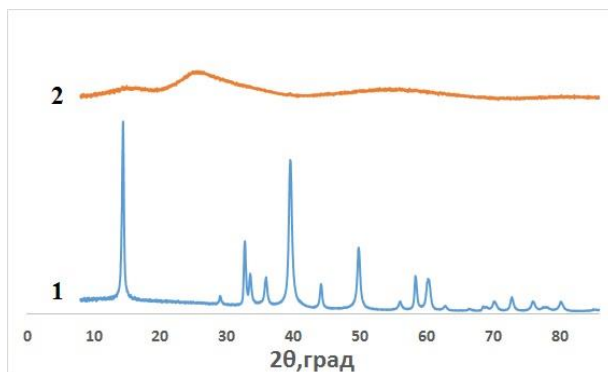


Рис. 2 Рентгеновская дифрактограмма образцов

1 – Молибденит механоактивированный; 2 – порошок молибденовой сини;

Синтезированные сини показали активность в переработке гудрона в легкие продукты (рис. 3), о чем свидетельствует высокая конверсия фракции $T_{\text{кип}} > 350^\circ\text{C}$ (80%). В холостом эксперименте (без добавления зольей молибдена) конверсия составила 54%.

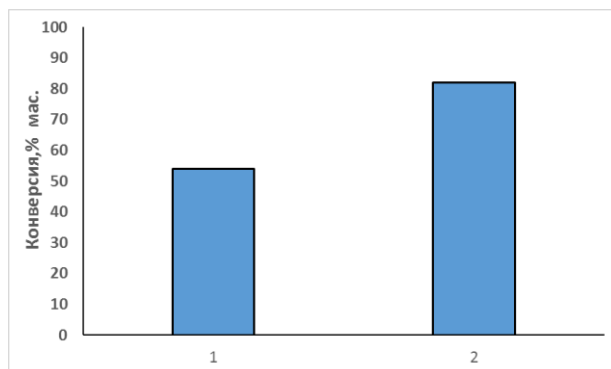


Рис. 3 Конверсия фракции $T_{\text{кип}} > 350^\circ\text{C}$

1-Термокрекинг гудрона; 2-термокаталитический крекинг гудрона в присутствии молибденовой сини;

Результаты исследования показывают эффективность метода синтеза зольей молибдена с использованием механоактивированного молибденита. Было показано, что такой подход получения частиц молибдена является перспективным для осуществления процесса переработки тяжелого остаточного сырья.

Литература

1. Окунев А.Г., Пархомчук Е.В., Лысиков А.И., Парунин П.Д., Семейкина В.С., Пармон В.Н. Каталитическая гидропереработка тяжелого нефтяного сырья // Успехи химии. –2015. –Т.84. –№9. –С. 981-999.
2. Болотова М.В., Гаврилова Н.Н., Каткевич М.Д., Назаров В.В., Ситник А.С., Скудин В.В. Получение каталитической мембраны со слоем массивного катализатора Mo_2C на микрофилтратционной подложке золь-гель методом // Успехи химии и химической технологии. –2012. –Т.26. –№2. –С. 78-82.
3. Gaillard M., Virginie M., Khodakov A. New molybdenum-based catalysts for dry reforming of methane in presence of sulfur: A promising way for biogas valorization. –2017. –V.289. –P. 143-150.
4. Maia L., Moura I., Moura J. Molybdenum and tungsten-containing formate dehydrogenases: Aiming to inspire a catalyst for the carbon dioxide utilization. –2017. –V.455. –P. 350-363.
5. Баженова М.Д., Гаврилова Н.Н., Назаров В.В. Некоторые коллоидно-химические свойства молибденовых синей, синтезированных с использованием глюкозы в качестве восстановителя. –2015. –Т.77. –№1. –С. 3-

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВОДОМАСЛЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ
МОДИФИЦИРОВАННЫХ НЕФТЕПОЛИМЕРНЫХ СМОЛ**

В.А. Якимова, М.Ю. Филиппова

Научный руководитель – к.х.н., доцент, Л.И. Бондалетова

Научно исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В мире существует проблема дефицита углеводородного сырья, которое используется не только в качестве энергоносителя, но и является исходным реагентом для получения многочисленных веществ и материалов. Однако, многие химические предприятия не находят экономически эффективного применения отходам и утилизируют побочные и промежуточные продукты различными способами. Очевидно, что разработка новых веществ и материалов, основанная на использовании побочных продуктов, является значимой задачей, решение которой должно частично решить проблему углеводородного сырья.

Основным способом переработки побочных продуктов нефтехимии – жидких продуктов пиролиза является полимеризация непредельных соединений с получением нефтеполимерных смол (НПС) – низкомолекулярных полимерных продуктов, находящихся широкое применение [1]. НПС представляют собой продукты от вязких жидкостей до твердых веществ с молекулярной массой 500-3000 [2]. Экономически эффективным является как производство НПС, так и использование их в различных отраслях промышленности. Помимо множества достоинств нефтеполимерные смолы обладают рядом недостатков, например повышенная окисляемость кислородом воздуха, отсутствие полярных групп, все это ограничивает их использование. Поэтому для улучшения физико-механических характеристик нефтеполимерных смол необходимо осуществлять их модификацию. Наиболее доступным методом является окисление пероксидом водорода [3].

Одним из направлений использования модифицированных нефтеполимерных смол является разработка составов для получения стабильных эмульсий, широко применяемых в технологии получения топлив, увеличения нефтеотдачи пластов, в качестве смазочно-охлаждающей жидкости и т.д. Для стабилизации водомасляных эмульсий (ВМЭ) используют различные компоненты, например нефтеполимерные смолы, которые находят все более широкое применение в качестве эмульгаторов ВМЭ ввиду их совместимости с дисперсионной средой.

Объектами исследования в данной работе являются НПС на основе фракций жидких продуктов пиролиза – циклопентадиеновой фракции (НПС_{ЦФ}) и широкой фракции углеводородов C₅₋₉ (НПС_{C5-9}). Целью работы является исследование характеристик ВМЭ, включающих модифицированные нефтеполимерные смолы.

Модификацию смол проводили пероксидом водорода в условиях межфазного катализа. В качестве катализатора окисления использовали (NH₄)₂MoO₄ в количестве 0,2 % от общей реакционной массы и межфазный агент – тетрабутиламмоний йодистый (1 % от массы НПС). Концентрацию пероксида водорода варьировали в интервале от 1 до 9 % от массы смолы. Добавление пероксида водорода проводили путем дозирования при температуре 40 °С через каждые 10 минут в течение часа, затем реакционную массу выдерживали при температуре 70-75 °С в течение 1 часа.

Физико-химические характеристики смол, полученных при содержании окислителя 1, 3, 5, 7, 9 % (соответственно ОНПС₁, ОНПС₃, ОНПС₅, ОНПС₇, ОНПС₉) представлены в таблице 1.

Таблица 1

Свойства исходных и окисленных смол на основе циклопентадиеновой и фракции C₅₋₉

		НПС _{Сисх}	ОНПС ₁	ОНПС ₃	ОНПС ₅	ОНПС ₇	ОНПС ₉
Кислотное число, мг КОН/1 г	НПС _{C5-9}	7	8,1	7,9	10,8	19,1	19,3
	НПС _{ЦФ}	3,1	15,0	23,8	40,5	53,5	69,4
Бромное число, г Br ₂ /100 г	НПС _{C5-9}	47,1	33,5	30,8	30,9	28,9	18
	НПС _{ЦФ}	55,2	49,5	42,9	35,1	28,5	20,4

Уменьшение бромного числа указывает на снижение непредельности смол и говорит о протекании реакции по двойным связям. Максимальное снижение бромного числа отмечается при окислении 9 % H₂O₂ (табл. 1). Увеличение кислотного числа указывает на образование карбоксильных групп, что подтверждается данными ИК-спектров.

Опираясь на исследования [4], были найдены оптимальные соотношения компонентов в ВМЭ, при которых эмульсии не подвергались расслоению в течение определенного времени. Найдено, что для смол на основе фракций ЦФ и C₅₋₉ количество компонентов составляет 70 % воды; 0,5-1 % НПС; до 100 % минерального масла И-20А.

Исследование низкотемпературных показателей нефтепродуктов, т.е. определение вязкости ВМЭ в зависимости от температуры замерзания, выполняли с помощью прибора измеритель низкотемпературных показателей нефтепродуктов «ИНПН SX-850». Для понижения температуры замерзания в ВМЭ было предложено ввести добавку – этиленгликоль (ЭГ), который обладает хорошими эксплуатационными характеристиками и является экономически выгодным в промышленности ввиду своей дешевизны и доступности.

Зависимости изменения вязкости от температуры замерзания для чистых компонентов (этиленгликоля и масла И20-А) и ВМЭ, включающих смолы на основе фракции C₅₋₉, представлены на рисунке 1, 2, из которых

видно, что ЭГ начинает замерзать при температуре минус 35 °С, а масло И20-А – при температуре минус 13 °С. Вязкость эмульсии, не содержащей этиленгликоль, начинает возрастать уже при температуре 1,6 °С и при минус 20 °С вязкость не изменяется, следовательно, эмульсия замерзла. Для эмульсии, имеющей в составе этиленгликоль, вязкость начинает возрастать при температуре минус 2,2 °С и при минус 27 °С эмульсия замерзает. Данное исследование доказывает необходимость применения этиленгликоля, в качестве незамерзающего компонента, и говорит о том, что этиленгликоль позволяет снижать температуру замерзания ВМЭ.

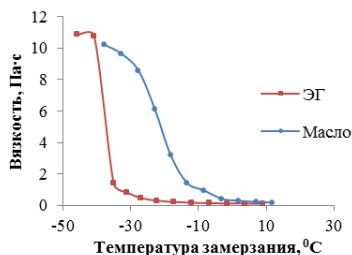


Рис. 1 Зависимость изменения вязкости этиленгликоля и масла от температуры замерзания

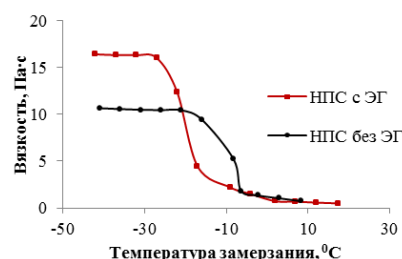


Рис. 2 Зависимость изменения вязкости от температуры замерзания ВМЭ на основе фракции С₅₋₉

Исследуемые ВМЭ включали компоненты: 70 % воды; 0,5-1,0 % НПС_{С5-9} (НПСЦФ); 1,5 % ЭГ; до 100 % масла И20-А. Сравнение температуры замерзания смол, полученных с использованием различных фракций, представлены на рисунке 3, 4.

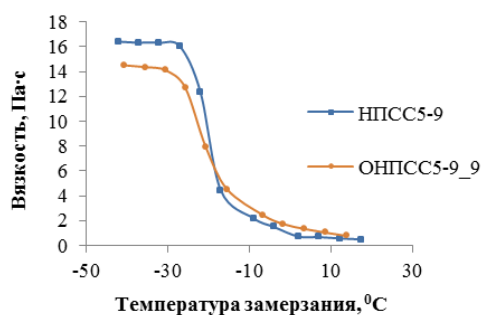


Рис. 3 Изменение вязкости от температуры замерзания ВМЭ в зависимости от степени окисления смол фракции С₅₋₉

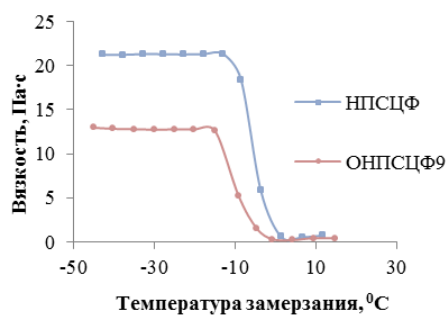


Рис. 4 Изменение вязкости от температуры замерзания ВМЭ в зависимости от степени окисления НПСЦФ

Модифицированные НПС имеют более низкие температуры замерзания (от минус 20 до минус 30 °С), по сравнению с исходными смолами (от минус 13 до минус 25 °С)

Таким образом, данное исследование наглядно показывает, что ВМЭ, содержащие смолы на основе фракции С₅₋₉ обладают более низкой температурой замерзания, по сравнению с ВМЭ на основе циклопентадиеновой фракции.

Литература

1. Думский Ю. В., Но Б. И., Бутов Г. М. Химия и технология нефтеполимерных смол. – М. : Химия, 1999.
2. Лесняк В. П. и др. Синтез, модификация и применение нефтеполимерных смол на основе мономерсодержащих пиролизных фракций. – 2008.
3. Славгородская О.И., Бондалетов В.Г., Огородников В.Д. Исследование процесса окисления ароматической нефтеполимерной смолы пероксидом водорода // I Международная Российско-Казахстанская конференция: материалы / Томск, 2011. С. 375 – 377.
4. Фисенко Д.В., Мананкова А.А. Применение нефтеполимерных смол в качестве эмульгатора в водомасляной эмульсии, 27 Международная научно-практическая конференция имени профессора Л.П. Кулева – 2016 , 572 с.

Секция 13

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ

Подсекция 2 – Химические технологии подготовки и переработки горючих
ископаемых

ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СТАБИЛЬНОГО ГАЗОВОГО
КОНДЕНСАТА В КАЧЕСТВЕ КОМПОНЕНТА АВТОМОБИЛЬНЫХ БЕНЗИНОВ

А.А. Алтынов, И.А. Богданов, М.В. Киргина

Научный руководитель – доцент М.В. Киргина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Газовые конденсаты являются побочным продуктом, получаемым в процессе добычи природного и попутного нефтяного газа. Наиболее распространённое направление переработки газового конденсата – нефтехимическое. Нефтехимическая переработка конденсата сводится к получению ароматических углеводородов, олефинов и других мономеров, используемых для производства пластических масс, синтетических каучуков, волокон и смол.

Ежегодное увеличение объемов потребления светлых нефтепродуктов вынуждает искать новые пути их получения, немаловажным также является то, что ежегодно ужесточаются требования по утилизации продуктов, получаемых в процессе добычи нефти (например, газового конденсата с нефтяных месторождений).

Одним из способов решения описанных выше проблем является использование газового конденсата в качестве компонента товарных бензинов.

Для оценки возможности применения газового конденсата в качестве компонента для производства бензина были проведены лабораторные исследования его состава и физико-химических свойств.

В качестве объекта исследования были выбраны образцы стабильного промышленного газового конденсата, отобранные с одного из Западно-Сибирских месторождений. Затем экспериментально были определены такие свойства газового конденсата как: плотность, фракционный состав, содержание серы. Помимо этого, был проведен хроматографический анализ одного из образцов газового конденсата.

Плотность образцов определялась с помощью пикнометра в соответствии с ГОСТ 3900-85 «Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности» [4]. Результаты представлены в Таблице 1.

Таблица 1

Результаты определения плотности конденсата

Номер образца	1	2	3
Плотность при 20 °С, г/см ³	0,66555	0,65727	0,71908

Из результатов, представленных в Таблице 1, следует, что плотность исследуемых образцов близка к плотности таких распространенных бензиновых компонентов как алкилат и газовый бензин.

Таблица 2

Фракционный состав образцов газового конденсата

Объем, %	Образец 1	Образец 2	Образец 3
	T, °C		
T _{н.к.}	28,4	30,1	27,6
5	36,5	37,5	33,5
10	39,3	40,4	35,9
15	41,4	42,8	38,0
20	44,0	45,5	40,5
30	49,0	51,0	45,6
40	54,6	56,8	51,2
50	60,9	63,2	57,1
60	68,0	70,6	64,4
70	76,7	79,4	73,1
80	87,1	90,9	84,5
85	94,4	99,1	92,1
90	105,2	112,9	103,4
95	131,9	–	133,3
T _{к.к.}	138,5	149,6	139,9

Определение фракционного состава было проведено с использованием автоматического аппарата для определения фракционного состава нефтепродуктов OptiDist™. Измерения фракционного состава проводилось в соответствии с ГОСТ 2177-99 «Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава» [1].

Данные по фракционному составу исследуемых образцов приведены в Таблице 2.

Согласно данным, представленным в Таблице 2, фракционный состав исследуемого газового конденсата имеет значения близкие к фракционному составу прямогонных бензинов, традиционно вовлекаемых в производство автомобильного бензина.

Определение серы в исследуемых образцах было проведено в соответствии с ГОСТ Р 51947-2002 «Нефть и нефтепродукты. Определение серы методом энергодисперсионной рентгенофлуоресцентной спектрометрии» [2]. Результаты определения серы в стабильном газовом конденсате отражены в Таблице 3.

Таблица 3

Содержание серы в образцах стабильного газового конденсата

Номер образца	1	2	3
Содержание серы, мг/кг	33	28	30

Из данных приведенных в Таблице 3 видно, что содержание серы в стабильном газовом конденсате в среднем составляет 30 мг/кг. Результаты определения содержания серы в образцах стабильного газового конденсата свидетельствуют о возможности применения его в качестве компонента для производства бензинов 4 экологического класса, а при включении в рецептуру производства бензинов других компонентов с минимальным содержанием серы (рифформат, ароматические углеводороды, изомеризат) возможно производство бензина пятого экологического класса (предельное содержание серы согласно [3] для 4 класса – 50 мг/кг, для 5 класса – 10 мг/кг соответственно).

Хроматографический анализ одного из образцов (№1) был проведен с целью определения индивидуального углеводородного состава стабильного газового конденсата и последующего расчета октанового числа. Данные по групповому составу образца приведены в Таблице 4.

Таблица 4

Групповой углеводородный состав стабильного газового конденсата (образец №1)

Группа углеводородов	Содержание, % об.
н-парафины	46,30
и-парафины	37,60
нафтены	15,26
олефины	0,14
ароматические углеводороды	0,59

Компоненты, содержание которых в стабильном газовом конденсате значительно: пентан – 19,5 % об., изо-пентан – 15,6 % об., бутан – 12,6 % об., гексан – 10 % об., 2-метилпентан – 7,6% об., метилциклопентан – 4,9 % об.

Стоит отметить, что содержание бензола составляет 0,11 % об., что удовлетворяет требованиям, предъявляемым к бензинам 5-го экологического класса (не более 1 % об.).

Так же для образца №1 было рассчитано октановое число. Октановое число было рассчитано с помощью программного комплекса «Compounding», разработанного на кафедре Химической технологии топлива и химической кибернетики Томского политехнического университета [5]. Расчетное октановое число газового конденсата по исследовательскому методу составило 69,4 пунктов, по моторному – 66,6 пунктов соответственно. Осуществленные расчеты показывают, что октановое число стабильного газового конденсата превышает октановое число прямогонного бензина (55-60 пунктов).

Проведенные исследования позволяют сделать вывод о возможности применения газового конденсата получаемого на промыслах в качестве одного из компонентов автомобильного бензина.

Литература

1. ГОСТ 2177-99 «Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава» [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. URL:<http://vsegost.com>, свободный. – Дата обращения: 10.01.2018 г.
2. ГОСТ 32139-2013 «Нефть и нефтепродукты. Определение содержания серы методом энергодисперсионной рентгенофлуоресцентной спектрометрии» [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. URL:<http://vsegost.com>, свободный. – Дата обращения: 10.01.2018 г.
3. ГОСТ 32513-2013 – Топлива моторные. Бензин неэтилированный. Технические условия. – Введ. 01.01.2015. – М.: Стандартинформ, 2014. – 16 с.
4. ГОСТ 3900-85 «Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности» [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. URL:<http://vsegost.com>, свободный. – Дата обращения: 10.01.2018 г.
5. Киргина М.В., Иванчина Э.Д., Долганов И.М., Чеканцев Н.В., Кравцов А.В., Фан Ф. Компьютерная программа для оптимизации процесса компаундирования высокооктановых бензинов // Химия и технология топлив и масел. – 2014. – № 1. – С. 12-18.

ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ АВИАЦИОННОГО КЕРОСИНА

Б.К. Аматава, М.В. Киргина

Научный руководитель – доцент М.В. Киргина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Реактивное топливо (авиационный керосин) – это углеводородное топливо для летательных аппаратов с воздушно-реактивным двигателем (самолеты, вертолеты, ракеты). В настоящее время мировое производство реактивного топлива составляет в среднем 5% от всей перерабатываемой нефти. Тот факт, что масса топлива составляет 30-60% от взлетной массы самолета чрезвычайно усиливает важность применяемого топлива. Авиационное топливо должно обеспечивать полную безаварийность, надежный запуск двигателя в любых условиях, полное сгорание без дыма и нагара, высокую скорость и дальность полета летательного аппарата.

Авиационный керосин, служит в турбовинтовых и турбореактивных двигателях летательных аппаратов не только топливом, но также хладагентом и применяется для смазывания деталей топливных систем. Поэтому он должен обладать хорошими противозносными и низкотемпературными свойствами, высокой термоокислительной стабильностью и большой удельной теплотой сгорания.

В ходе работы был проведен мониторинг качества авиационного керосина. В ходе эксперимента были определены такие основные показатели качества авиационного керосина как фракционный состав, температура начала кристаллизации, содержание серы и плотность.

Фракционный состав определялся с использованием методики, представленной в ГОСТ 2177-99 «Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава» [1]. Полученные результаты приведены в таблице 1.

Таблица 1

Результаты определения фракционного состава авиационного керосина

Объем, %	Температура, °С
0	140
10	154
20	162
30	172
40	179
50	185
60	190
70	198
80	206
90	215
95	222
96	224
98	226

Определение температуры начала кристаллизации осуществлялось по методу, представленному в ГОСТ 5066-91 «Топлива моторные. Методы определения температуры помутнения, начала кристаллизации и кристаллизации» [2]. Определение содержания серы осуществлялось на аппарате Спектроскан S по ГОСТ Р 51947-2002 «Нефть и нефтепродукты. Определение серы методом энергодисперсионной рентгенофлуоресцентной спектрометрии» [3]. Плотность определялась пикнометром по ГОСТ 3900-85 «Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности» [4]. Результаты испытаний представлены в таблице 2.

Полученные результаты сравнили с требованиями, предъявляемыми к основным показателям качества реактивных топлив марок ТС-1 и РТ по ГОСТ 10227-2013 «Топливо для реактивных двигателей. Технические условия» [5].

Таблица 2

Сравнение полученных результатов с требованиями, предъявляемыми к качеству реактивных топлив марок ТС-1 и РТ

№	Показатели качества	Испытуемый керосин	ТС-1	РТ
1	Плотность при 20 °С, кг/м ³ , не менее	792	775	775
2	Фракционный состав, °С, не выше:			
	начало кипения	140	150	135-155
	10 % об. выкипает при температуре	154	165	175
	50 % об. выкипает при температуре	185	195	225
	90 % об. выкипает при температуре	215	230	270
	98 % об. выкипает при температуре	226	250	280
3	Температура начала кристаллизации, °С, не выше	-65	-60	-55
4	Содержание общей серы, % мас., не более	0,034	0,1	0,1

Как можно видеть из таблицы 2, исследуемый керосин обладает высоким качеством и отвечает всем требованиям по фракционному составу, предъявляемым согласно ГОСТ 10227-2013.

При определении температуры начала кристаллизации керосина, помутнение анализируемого нефтепродукта было зафиксировано при -65 °С. При -70 °С наблюдалось сгущение керосина, но точка застывания не была выявлена, в связи с ограничениями термостата по температуре заморозки (-80 °С). Но состояние авиакеросина при температуре -70 °С, говорит о полном соответствии требованиям ГОСТ 10227-2013.

Исследуемый образец так же прошел проверку по таким параметрам как плотность при 20 °С и содержание серы. Содержание серы составило 0,034 % мас., плотность образца составляет 792 кг/м³, что является допустимым для всех типов реактивного топлива, согласно требованиям ГОСТ 10227-2013.

Проведенный мониторинг показал, что испытуемый керосин обладает высоким качеством и соответствует требованиям ГОСТ 10227-2013 «Топливо для реактивных двигателей. Технические условия», предъявляемым к основным эксплуатационным характеристикам реактивного топлива марок ТС-1 и РТ.

Литература

1. ГОСТ 2177-99 «Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава» [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. URL:<http://vsegost.com>, свободный. – Дата обращения: 16.02.2018 г.
2. ГОСТ 5066-91 «Топлива моторные. Методы определения температуры помутнения, начала кристаллизации и кристаллизации» [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. URL:<http://vsegost.com>, свободный. – Дата обращения: 16.02.2018 г.
3. ГОСТ 32139-2013 «Нефть и нефтепродукты. Определение содержания серы методом энергодисперсионной рентгенофлуоресцентной спектроскопии» [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. URL:<http://vsegost.com>, свободный. – Дата обращения: 16.02.2018 г.
4. ГОСТ 3900-85 «Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности» [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. URL:<http://vsegost.com>, свободный. – Дата обращения: 16.02.2018 г.
5. ГОСТ 10227-2013 «Топливо для реактивных двигателей. Технические условия» [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. URL:<http://vsegost.com>, свободный. – Дата обращения: 16.02.2018 г.

ИНГИБИРОВАНИЕ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ НЕФТИ ВЕРХНЕ-САЛАТСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

С.Б. Аркенова¹, Н.А. Небогина²

Научный руководитель – доцент А.И. Левашова

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт химии нефти

²Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия

В настоящее время увеличивается число разрабатываемых месторождений, содержащих нефтяную продукцию с повышенным содержанием парафиновых углеводородов. Присутствие парафиновых углеводородов в нефтяных системах значительно осложняет процессы добычи, транспорта и хранения нефтяного сырья, что связано, в том числе и с образованием асфальтосмолопарафиновых отложений. Состав и интенсивность образования асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) определяется множеством различных факторов: компонентный состав нефти, температура нефтяного потока, разгазирование и обводненность нефти и др. [1,2]. В связи с интенсивным ростом обводненности добываемой нефтяной продукции особую актуальность в настоящее время приобретает установление закономерностей изменения состава АСПО в зависимости от содержания водной фазы эмульсий. Полученные экспериментальные данные могут быть использованы для прогнозирования динамики образования и состава АСПО при добыче и транспорте обводненных нефтей с высоким содержанием парафиновых углеводородов.

Таблица 1

Образец нефти	Состав исследуемой нефти			САК/ПУ
	Содержание, % мас.			
	Масла (ПУ)	Смолы	Асфальтены	
Верхне-Салатская	95,1 (11,2)	4,9	Отс.	0,4

Интенсивное осадкообразование исходной нефти связано с повышенным содержанием парафиновых углеводородов (ПУ) в ее составе (табл.1). Присутствие воды в системе приводит к тому, что в 5 % эмульсии верхнесалатской нефти происходит снижение количества АСПО.

Для исследования влияния состава присадок на образование асфальтосмолопарафиновых отложений в водонефтяных эмульсиях верхнесалатской нефти использовались присадка К-210, которая синтезирована на основе новых упорядоченных амфифильных азотсодержащих полимеров (полиалкилметакрилатов, модифицированных додециламином) [3].

В таблице 2 представлены результаты по влиянию концентрации присадки К-210 на образование асфальтосмолопарафиновых отложений в водонефтяных эмульсиях нефти Верхне-Салатского месторождения.

Установлено, что наиболее эффективной является концентрация присадки К-210 – 0,05 % мас. как для исходной нефти, так и для эмульсий на ее основе. Степень ингибирования присадки К-210 для нефти

**СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ
ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ**

составляет 72,3 %, при появлении воды в нефтяной системе и увеличение содержания водной фазы в водонефтяной эмульсии степень ингибирования снижается незначительно, но остается достаточно высокой (свыше 68 %).

Таблица 2

Осадкообразование нефти и водонефтяных эмульсий в присутствии присадки К-210

Образец	Кол-во АСПО, г/100 г	0,03 % мас. К-210		0,05 % мас. К-210		0,07 % мас. К-210	
		Кол-во АСПО, г/100 г	Степень ингибирования, %	Кол-во АСПО, г/100 г	Степень ингибирования, %	Кол-во АСПО, г/100 г	Степень ингибирования, %
Осадок нефти	53,5	18,3	65,8	14,9	72,3	19,7	63,2
5 % эмульсия	49,5	19,2	61,2	15,4	68,9	20,6	58,4
10 % эмульсия	48,3	19,0	60,7	15,3	68,3	19,7	59,2
20 % эмульсия	47,2	18,5	60,8	15,2	67,8	19,4	58,9
30 % эмульсия	45,6	18,0	60,5	14,7	67,7	18,7	59,0
40 % эмульсия	39,8	15,5	61,1	12,8	67,8	16,4	58,8

Известно, что основными стабилизаторами водонефтяных эмульсий являются смолы, асфальтены и парафиновые углеводороды. Благодаря своим свойствам смолисто-асфальтеновые вещества образуют структурированные слои на границе раздела фаз, которые обеспечивают высокую стабилизацию эмульсий. Содержание и размеры капель водной фазы значительно влияют на устойчивость водонефтяных систем. В зависимости от физико-химических свойств нефти и воды, а также условий образования эмульсий размеры капель могут быть самыми разнообразными.

На рисунке 1 представлены микрофотографии 30 % эмульсии нефти Верхне-Салатского месторождения и осадков, полученных из исходной эмульсии и эмульсии в присутствии присадки в различной концентрации. Установлено, что средний диаметр капель снижается в осадке по сравнению с исходной эмульсией. В осадках, отобранных из эмульсии в присутствии присадки, средний диаметр капель на 11 – 34 % меньше, чем в осадке исходной эмульсии. Необходимо отметить, что размеры капель воды в осадках водонефтяных эмульсий зависят от степени ингибирования присадки: чем больше степень ингибирования, тем меньше размер капель воды в осадках.



Рис. 1 Микрофотографии и средний диаметр капель (D_{cp}) исследуемых образцов 30 % водонефтяной эмульсии верхне-салатской нефти

Таким образом, использование новой присадки комплексного действия К-210 позволяет значительно снизить количество образующегося осадка в водонефтяных эмульсиях высокопарафинистой нефти.

Литература

- Сахабутдинов Р. З. Особенности формирования и разрушения водонефтяных эмульсий на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. – 2005.
- Туманян Б. П. Научные и прикладные аспекты теории нефтяных дисперсных систем //М.: техника. – 2000. – Т. 335.
- Литвинцев И.В. Влияние ингибирующих присадок на процесс образования асфальтосмолопарафиновых отложений нефтяных дисперсных систем: дис. канд. хим. наук. – Томск, 2016. - 181 с.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ОТСТАИВАНИЯ ПРИ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКЕ НЕФТИ

А.А. Арменинова

Научный руководитель – доцент Н.В. Ушева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В современном производстве проблема подготовки нефти на промыслах является важной технологической задачей. При разработке и эксплуатации нефтяных месторождений происходит изменение состава и расхода пластовой смеси, возрастает содержание воды в нефти, что требует корректировки технологических режимов для обеспечения эффективности проведения процессов обезвоживания и обессоливания. Для решения таких задач широко применяется математическое моделирование, разрабатываются математические модели и моделирующие системы, что позволяет производить оценку эффективности проведения процесса обезвоживания при изменяющихся свойствах и составах исходного сырья, а также производить оперативный поиск оптимальных технологических параметров проведения процесса [1, 3,9].

В основе технологии обезвоживания нефти лежит процесс разрушения водонефтяных эмульсий, заключающийся в превращении их из агрегативно-устойчивого мелкодисперсного состояния в кинетически неустойчивые, крупнодисперсные, легко расслаивающиеся системы. По условной классификации способов деэмульгирования нефтей процесс отстаивания является механическим.

Существует несколько стадий процесса разрушения водонефтяных эмульсий-разрушение бронирующих оболочек; коалесценция капель; разделение фаз.

Необходимо рассчитать несколько этапов рассматриваемого процесса:

каплеобразование (распределение водонефтяной эмульсии в водной фазе). В слой воды производится ввод водонефтяной эмульсии; обнаружение на поверхности крупных капель эмульсии в водной фазе; переход капель нефти через границу раздела нефть – вода; прохождение струек сырья через промежуточный слой эмульсии, т.е. над границей нефть – вода имеется промежуточный слой; протекание через кипящий слой, состоящий из взвешенных глобул воды, выше промежуточного слоя. [8].

Целью данной работы является расчет остаточной обводненности нефти с учетом дисперсного состава водонефтяной эмульсии при варьировании технологических параметров.

При создании моделирующей системы процесса отстаивания, за основу берутся законы осаждения капель воды под действием силы тяжести, с учетом скорости стесненного осаждения и уравнения, описывающих основные свойства потоков как функции технологических режимов при процессе отделения воды от нефти [2, 3, 7, 9].

Для введения новых идей и решений по разрушению стойких водонефтяных эмульсий необходимо разработать научно-обоснованный подход, основанный на огромном знании механизмов формирования и разрушения эмульсий, позволяющего предсказать состояние эмульсий при их добыче и транспортировке. [5].

При моделировании процесса обезвоживания нефти большое влияние на точность расчётов оказывает учёт распределения капель эмульсии по размерам. Разрабатывая программу расчёта, за основу была принята методика вычисления остаточной обводнённости, изложенная в работах Лутошкина Г.С., Дунюшкина И.И. [4].

В этой методике показано, что распределение капель по размерам может подчиняться различным видам распределений таким как нормальное и логнормальное. Данные уравнения с использованием логнормального и нормального распределений имеют следующий вид:

Нормальное:

$$C_i = \frac{1}{\delta\sqrt{2\pi}} e^{-(D_i - D_{cp})^2 / 2\delta^2} \quad (1)$$

δ – параметр распределения;

D_{cp} – средний диаметр капли;

D_i – диаметр капель i -размера;

C_i – концентрация капель i -размера.

Логнормальное:

$$C_i = \frac{1}{\delta D_i \sqrt{2\pi}} e^{-\ln^2(D_i - D_{cp})^2 / 2\delta^2} \quad (2)$$

Для составления математической модели нам необходимо учесть скорость стеснённого осаждения капли, которая рассчитывается с учётом диаметра отстойного аппарата, высоты водяной подушки и времени осаждения. Время осаждения рассчитывается исходя из конструкционных данных аппарата (длина, площадь поперечного сечения, занятая нефтью, нагрузка на отстойник).

Капли могут формироваться в различных потоках (турбулентный, ламинарный), а на размер формирующихся капель влияют скорость потока, поверхностное натяжение на границе раздела фаз нефть–вода, режима движения потока. [4].

Расчет максимального диаметра капли, устойчивой к дроблению в данных гидродинамических условиях проводится по следующему соотношению [2,7]:

$$D_{max} = 6,45 \cdot d_{mp} \cdot Re^{0,6} / W_e^{1,4} \quad (3)$$

где d_{mp} – диаметр трубопровода.

При этом рассчитывается критерий Рейнольдса и Вебера с применением линейной скорости потока, вязкости и плотности сплошной фазы.

В соответствии с данными литературы [2,4,7], при деэмульгировании нефтей, распределение капель воды по размерам чаще всего логнормальное.

**СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ
ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ**

С использованием распределения капель по размерам и сравнении времени, при котором оседают капли со временем пребывания их в разделителе, определяется концентрация ($C_{н.к.}$) капель воды, что не осели, тогда:

$$W_{ост} = C_{н.к.} W \quad (4)$$

где W – начальная обводненность нефти, % мас.

С использованием разработанной математической модели были проведены расчеты при следующих исходных данных:

Свойства нефти месторождения Западной Сибири характеризуются следующими значениями: плотность сепарированной нефти 862 кг/м³; кинематическая вязкость нефти при 20°C равна 5,95 мм²/с [6].

Температура в аппарате 20°C; объем аппарата 200 м³; давление 0,3 МПа, обводненность на входе 20%; высота водяной подушки 0,8 м; диаметр аппарата 3,4 м. Результаты расчетов при варьировании технологических параметров приведены в таблицах 1,2.

Таблица 1

Влияние температуры на остаточную обводненность нефти

Диаметр патрубка, м	Расход, т/час	Линейная скорость, м/с	Температура, °С	Диаметр капли, мкм	Остаточная обводненность, % мас.
0,24	180	1,087	20	287	6,4
			30	305	5,4
			40	323	4,4
			50	343	3,6

При увеличении температуры (табл. 1) наблюдался рост максимального диаметра капли, а остаточная обводненность уменьшалась.

Таблица 2

Влияние содержания воды на входе в аппарат на остаточную обводненность нефти

Диаметр патрубка, м	Расход, т/ч	Линейная скорость, м/с	Обводненность на входе, % масс	Диаметр капли, мкм	Остаточная обводненность, % масс.
0,24	180	1,087	10	354	0.8
			15	319	2.8
			20	287	6.4
			25	258	12.9

Как следует из результатов, представленных в таблице 2, при увеличении обводненности водонефтяной эмульсии на входе в аппарат, диаметр капель уменьшается, а остаточная обводненность значительно возрастает.

В итоге можно сделать вывод, что данную математическую модель можно применять для расчёта остаточной обводненности нефтяных эмульсий, с учётом влияния технологических режимов, особенностей гидродинамики и конструкции аппарата.

Литература

1. Волков А.А., Балашова В.Д., Коновальчук О.Ю. К вопросу разрушения стабильных водонефтяных эмульсий // Нефтепромысловое дело. – 2013. – №5. – С. 40 – 42.
2. Дунюшкин И.И. Сбор и подготовка скважинной продукции нефтяных месторождений. М.: ФГУП «Нефть и Газ», 2006. 320 с.
3. 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.
4. Лутошкин Г.С., Дунюшкин М.И. Сборник задач по сбору и подготовке нефти, газа и воды на промыслах. Учебное пособие для вузов. – 3-е изд., стереотипное. – М.: ООО ИД «Альянс», 2007. – 135 с.
5. Небогина Н. А., Прозорова И. В., Юдина Н. В. Влияние степени обводненности нефти и минерализации водной фазы водонефтяных эмульсий на структуру природных нефтяных эмульгаторов // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. – 2016. – № 12. – С. 10-15.
6. Сорокин А.В., Сорокин В.Д. Диапазон значений физико-химических свойств проб нефти по залежи на месторождениях Западной Сибири [Электронный ресурс] // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа электрон. научн. журн. 2008. № 19 URL: <http://www.oilnews.ru/19-19/diapazon-znachenij-fiziko-khimicheskix-svoystv-prob-nefti-po-zalezhi-na-mestorozhdeniyax-zapadnoj-sibiri>
7. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. Казань: ФЭН. 2000. - 416с.
8. Ушева Н.В., Бешагина Е.В., Мойзес О.Е. Технологические основы и моделирование процессов промышленной подготовки нефти и газа: учебное пособие Томский политехнический университет. – 2-е изд. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. – 128 с.
9. Ушева Н.В., Кравцов А.В., Мойзес О.Е., Кузьменко Е.А. Моделирование технологии промышленной подготовки нефти // Известия Томского политехнического университета. – 2005. – Т.308 - №4. – с. 127-130.

ВЛИЯНИЕ ДЕПРЕССОРНЫХ ПРИСАДОК НА ВЯЗКОСТНО-ТЕМПЕРАТУРНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВЫСОКОЗАСТЫВАЮЩЕЙ НЕФТИ

Д.Э. Астурян¹, Ю.В. Лоскутова², И.В. Литвинец²

Научный руководитель – доцент Н.В. Ушева

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

²Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

Осложненные условия добычи, подготовки и перекачки нефтей, характеризующихся повышенной температурой застывания, вязкостью и образованием асфальтосмолопарафиновых отложений на поверхности оборудования, требуют дополнительных энергоресурсов и материальных затрат [1]. Для предотвращения осложнений используются различные физико-химические методы воздействия: тепловая обработка, смешение, ввод химических реагентов, обработка добываемой продукции различными видами физических полей. [2].

Реологические свойства парафинистых нефтей можно значительно улучшить депрессорными присадками (ДП) – нефтерастворимыми полимерными продуктами, которые при введении в небольших количествах в нефть с повышенным содержанием парафина способны изменять ее реологические свойства. Эффективность присадок во многом зависит от состава нефти и соответствия молекулы присадки молекулам нефтяных компонентов, образующих ее структуру. Из-за сложности и многообразия состава нефти ни одна ДП не может быть одинаково эффективной для всех типов нефтей. Поэтому в настоящее время подбор присадок проводится индивидуально путем исследования реологических свойств нефтей в лабораторных условиях, определяющих, в итоге, эффективность присадки к нефти [2 – 5].

Целью работы являлось изучение влияния 3 образцов депрессорных присадок на агрегативную устойчивость высокозастывающей нефти.

Влияние ДП на агрегативную устойчивость проводили на образце нефти Сузунского месторождения (Красноярская область). В составе нефти содержится 4,4 % масс. смол, 4,5 % масс. асфальтена, а за счет повышенного содержания парафинов (10 % масс.) она характеризуется высокой температурой застывания (минус 8,2 °С). На приборе ИНПН «Кристалл» (ИХН СО РАН) в области отрицательных температур были получены вязкостно-температурные зависимости и данные по температуре застывания для исследуемой нефти, обработанной химическими реагентами, являющимися образцами присадок российского производства (рис. 1). Присадки вводили в нефть при постоянном перемешивании при комнатной температуре в концентрации 0,03 – 0,05 % масс.

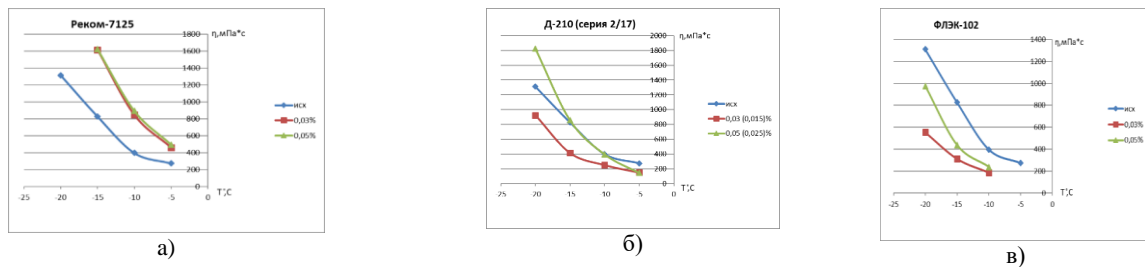


Рис. 1 Зависимости вязкости от температуры нефти с добавкой 0,03 и 0,05 % масс. ДП

Установлено, что в условиях понижения температуры незначительное снижение температуры застывания на 2,0 - 6,2 °С происходит при вводе в нефть присадок Реком-7125 и ФЛЭК-102 в количестве 0,03 – 0,05 % масс. Исследование изменения вязкости при применении данных присадок показали, что Реком-7125 в концентрации 0,05 % масс. и ФЛЭК в концентрации 0,03 % масс. снижают вязкость на 40 – 50 %, либо повышают ее на 55 – 70 % в концентрации 0,03% масс., 0,05 % масс., соответственно.

Таблица 1

Изменение температуры застывания T_z и вязкости нефти после ввода депрессорных присадок

Концентрация ДП, % масс.	Температура застывания, °С	Вязкость при различной температуре, мПа·с			
		-5,0	-10,0	-15,0	-20,0
Исходная нефть					
	-8,2	124,0	204,8	337,8	523,7
Реком-7125					
0,03	-13,5	156,0	250,0	410,0	630,0
0,05	-14,1	106,0	176,0	307,0	511,0
ФЛЭК-102					
0,03	-16,4	85,0	97,8	160,3	280,7
0,05	-10,2	223,4	468,0	813,0	1335,0
Д-210 (серия 2/17)					
0,03	-24,0	85,0	85,0	146,0	281,5
0,05	-25,8	85,0	103,0	156,0	285,0

**СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ
ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ**

Более значительное снижение температуры застывания и вязкости нефти происходит при добавке в сузунскую нефть присадки Д-210 (серия 2/17): после ввода 0,03 % масс. понижение температуры застывания 17 °С и снижения вязкости на 35 % масс. (таблица).

Присадки препятствуют агрегированию кристаллических парафиносодержащих частиц в процессе охлаждения нефти до температур, близких к температурам застывания. В присутствии присадки кристаллические парафиносодержащие частицы более длительный период удерживаются в дисперсионной среде, и их массовое выпадение также сдвигается в область более низких температур, препятствуя образованию нефтяных отложений на стенках подземного нефтепромыслового оборудования и наземных нефтепроводов.

Работа выполнена при финансовой поддержке Российского научного фонда (проект 15-13-00032).

Литература

1. Тронов В.П. температурой Промысловая более подготовка нефти более. – Казань: Изд-во «дукции Фэн методы». – 2000. – 416 с.
2. Персиянцев М.Н. абота Добыча нефти в осложненных либо условиях количестве. – М.: «Недра-Бизнесцентр». – 2000. температура – 653 с.
3. Прозорова И.В., Волкова Г.И., Юдина Н.В., Кирбижекова Е.В., Литвинец И.В., Ануфриев Р.В. Влияние композиционной вязкости присадки количестве на реологические и энергетические флэк характеристики парафинистых и выпадение высокопарафинистых применении нефтей // Нефтепереработка и вязкостью нефтехимия. – 2014. – № 3. – С. 36 – 39.
4. Прозорова И.В., Юдина Н.В., Небогина Н.А., Лоскутова Ю.В., Волкова Г.И. Подбор ингибирующей и депрессорной присадки для нефти Верхнечонского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 6. – С. 68 – 70.
5. Польская Н.Н., Самойленко А.Ю., Голованчиков А.Б. Влияние термической и депрессорной обработок на реологические свойства нефти//Известия Волг. ГТУ. – 2012. – № 5. – Т. 1 – С. 114 – 118.

**СРАВНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ КАТАЛИТИЧЕСКОЙ ДЕПАРАФИНИЗАЦИИ ДИЗЕЛЬНЫХ
ТОПЛИВ**

Д.А. Афанасьева, Н.С. Белинская, Е.В. Францина

Научный руководители: доцент Н.С. Белинская, научный сотрудник Е.В. Францина
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время возрастает спрос на дизельное топливо. Это связано с такими факторами, как развитие северных регионов (более 2/3 территории страны), увеличение доли дизельного пассажирского транспорта (рост на 6% в год), увеличение глубины переработки нефти из-за роста экспортной пошлины на мазут и тяжелые остатки [1, 4, 5]. Поэтому производство дизельного топлива является стратегической государственной задачей.

Исследование направлено на изучение причин использования различных технологических параметров на установках каталитической депарафинизации двух российских заводов, расположенных в г. Кириши и г. Ачинске. Исследование осуществлено путем сведения технологических параметров к единству и посредством анализа выхода дизельной фракции и ПТФ получаемого дизельного топлива.

В качестве исходных данных для исследования на математической модели [2,3], разработанной на кафедре химической технологии и химической кибернетики Томского политехнического университета, использовались экспериментальные данные промышленных установок каталитической депарафинизации.

Таблица 1

Составы сырья процесса депарафинизации

Компонент	Ачинский НПЗ	Киришский НПЗ
	Содержание, % масс.	
Н-парафины	17,11	16,95
И-парафины	27,82	26,42
Нафтены	18,24	27,48
Ароматические углеводороды	27,54	28,31
Олефины	9,29	0,84

В основу математической модели [2,3] заложена модель реактора идеального вытеснения, представляющая собой систему дифференциальных уравнений материального баланса для каждого компонента и теплового баланса:

$$\begin{cases} G \cdot \frac{\partial C_i}{\partial z} + G \cdot \frac{\partial C_i}{\partial V} = \sum_{j=1}^m a_j \cdot W_j \\ G \cdot \frac{\partial T}{\partial z} + G \cdot \frac{\partial T}{\partial V} = \frac{1}{\rho \cdot C_p} \sum_{j=1}^m Q_j \cdot a_j \cdot W_j \end{cases}$$

где z – объем переработанного сырья с момента загрузки свежего катализатора, м³; G – расход сырья, м³/час; $z = G \cdot t$ (t – время работы катализатора с момента загрузки свежего катализатора, ч); C_i – концентрация i -го компонента, моль/л; V – объем слоя катализатора, м³; a_j – активность катализатора в j -ой реакции; ρ – плотность

смеси, кг/м³; $C_{рсм}$ – удельная теплоемкость смеси, Дж/(кг·К); Q_j – тепловой эффект j -ой реакции, Дж/моль; T – температура, К; W_j – скорость j -ой реакции, моль/(л·с), m – количество реакций.

С использованием разработанной математической модели процесса каталитической депарафинизации [2,3] было исследовано влияние давления, равного 4 МПа, на выход дизельной фракции (рис. 1) и ПТФ полученного дизельного топлива (рис. 2) на установках каталитической депарафинизации рассматриваемых НПЗ, при постоянных технологических параметрах, представленных в табл. 2.

Таблица 2

Технологический режим работы, используемый для расчетов на модели

Параметр	Значение
Расход сырья, м ³ /ч	255
Температура в реакторе, °С	345
Квенч ВСГ в реакторе, м ³ /ч	15000

Как следует из сравнения модельного расчета выхода дизельной фракции, при использовании давления, равного 4 МПа, на установках исследуемых заводов (рис. 1) разница по выходу дизельной фракции составляет 3 %. Технология процесса каталитической депарафинизации Киришского НПЗ подразумевает переработку более тяжелого сырья с более высоким содержанием соединений серы (табл.3), поэтому для эксплуатации установки по экономическим и технологическим факторам давление, равного 4 МПа, недостаточно.

Таблица 3

Особенности составов сырья процесса каталитической депарафинизации

	Ачинский НПЗ	Киришский НПЗ
Ср. знач. плотности сырья, кг/м ³	844,7	847,1
Ср. знач. содержания S, % в сырье	0,255	0,851
Ср. знач. содержания N, ppm в сырье	61,01	164,2

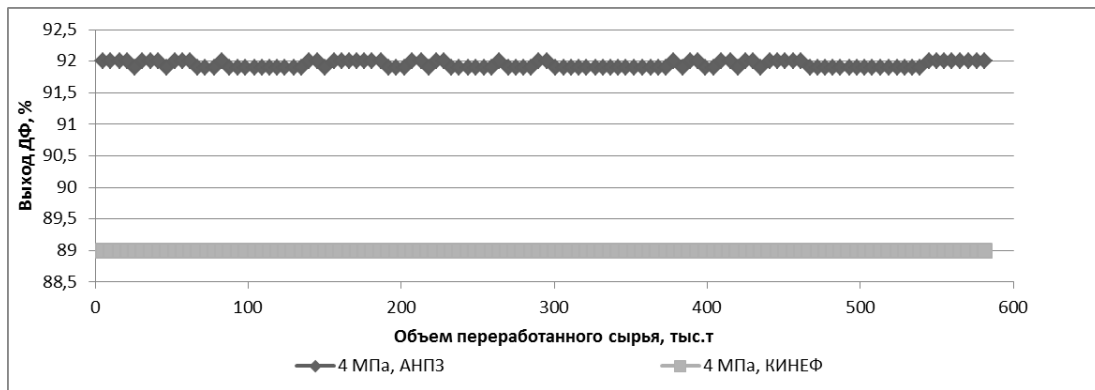


Рис. 1 Сравнение выхода ДФ на АНПЗ и КНПЗ при поддержании на установках депарафинизации давления 4 МПа

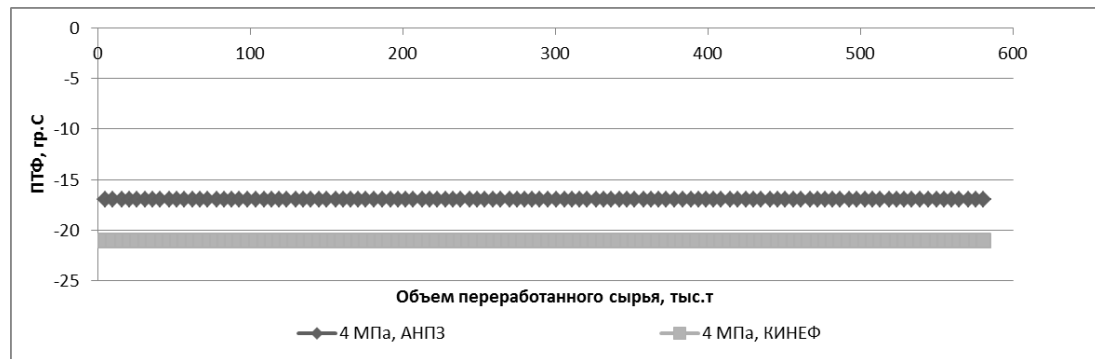


Рис. 2 Сравнение ПТФ на АНПЗ и КНПЗ при поддержании на установках депарафинизации давления 4 МПа

По результатам (рис. 2) ПТФ дизельного топлива, получаемого на установке каталитической депарафинизации Киришского НПЗ, ниже на 4 °С, чем ПТФ дизельного топлива, получаемого на установке каталитической депарафинизации Ачинского НПЗ. Полученный результат обусловлен тем, что на установке каталитической депарафинизации Киришского НПЗ используется сырье, содержащее меньшее количество нормальных парафинов (табл. 1), ухудшающих низкотемпературные показатели качества дизельного топлива.

**СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ
ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ**

Полученные результаты по выходу и ПТФ дизельного топлива можно интерпретировать, опираясь и на численные значения объема используемого катализатора (табл. 4).

Таблица 4

Параметры установок процесса каталитической депарафинизации

	Ачинский НПЗ	ООО «КИНЕФ»
Объем катализатора депарафинизации, м ³	80	115
Объемная скорость подачи сырья, ч ⁻¹	1,2-1,5	2,7

Объем катализатора депарафинизации в Ачинске меньше, следовательно, время контакта, по сравнению с Киришским НПЗ, меньше, что, в свою очередь, приводит к большему выходу продукта, но худшему значению ПТФ дизельного топлива.

Таким образом, при использовании одинакового давления на двух различных установках установлена причина применения различных технологических параметров при работе установок каталитической депарафинизации Ачинского НПЗ и Киришского НПЗ.

Наиболее весомой причиной оказалось используемое сырье. Так, на Ачинском НПЗ используется более легкое и менее серо- и азот-содержащее сырье, чем на заводе в г. Кириши.

Литература

1. Агаев С.Г., Глазунов А.М. Улучшение низкотемпературных свойств дизельных топлив: монография. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2009. – 145 с.
2. Иванчина Э.Д., Белинская Н.С., Францина Е.В., Попова Н.В., Луценко А.С., Аверьянова Е.В. Прогнозирование активности катализатора процесса депарафинизации дизельных топлив на установке ООО «КИНЕФ» методом математического моделирования // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. – 2017 – №. 4. – С. 13-18.
3. Францина Е.А., Белинская Н.С., Луценко А.В., Майлин М.В., Афанасьева Д.А. Влияние технологических параметров процесса каталитической депарафинизации среднестиллятных фракций на его эффективность // Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний. – 2017 – №. 11. – С. 25-31.
4. Нефтепереработка в России: курс на модернизацию. Московский нефтегазовый Центр ЕУ. – 2014.- С. 1-24.
5. Шаталов К.В., Лихтерова Н.М., Серегин Е.П. Качество отечественных топлив для реактивных двигателей // Технологии нефти и газа. – 2016. - № 1 (102). - С. 3-6.

**УДАЛЕНИЕ СЕРСОДЕРЖАЩИХ СОЕДИНЕНИЙ ИЗ ДИЗЕЛЬНОЙ ФРАКЦИИ В ПРОЦЕССЕ
ОКИСЛИТЕЛЬНОГО ОБЕССЕРИВАНИЯ**

К.А. Баклашкина

Научные руководители: доцент Е.М. Юрьев, инженер К.Б. Кривцова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Дизельное топливо – это нефтяная фракция, состоящая из широкого ряда углеводородных групп, таких как парафиновые, нафтеновые и ароматические углеводороды (УВ), гетероциклические группы УВ, в состав которых входят сера, азот и кислород. Наиболее широкий интерес вызывает изучение сернистых соединений. Они представлены в основном тиофенами, бензтиофенами, дибензтиофенами. Сернистые соединения (СС) оказывают масштабное загрязняющее действие на окружающую среду, вызывают коррозию металлических частей, способствуют отравлению катализаторов в процессе облагораживания топлива, а также ведут к разрушению каталитических нейтрализаторов, поэтому приоритетной задачей в процессе переработки является удаление СС из нефтепродуктов. В настоящее время идет интенсивная дизелизация транспорта, спрос на этот вид топлива в течение последних трех лет уверенно растет. Так, потребление дизельного топлива, отвечающего требованиям техрегламента, с 2015 по 2017 год увеличилось на 10% и достигло 31,8 млн. тонн [7].

Главной целью современной нефтепереработки является получение топлив высокого качества, которые отвечают природоохранным требованиям и конструкционным особенностям современных двигателей. СС - это основная причина образования агрессивного и токсичного сернистого ангидрида. Снижение содержания СС в топливе ведет к общему уменьшению выбросов SO₂, вызывающих раздражение слизистых оболочек дыхательных органов и образование кислотных дождей. Прямогонные дистилляты подвергают процессам каталитического облагораживания. Это, прежде всего, гидроочистка, риформинг, гидрообессеривание, гидрокрекинг и другие. В процессе гидроочистки происходит удаление из дизельной фракции гетероциклических органических соединений, содержащих серу и азот [3,4,6].

В дизельных топливах, произведенных на территории РФ, содержание ароматических углеводородов колеблется в пределах 20-35% [2]. При увеличении количества ароматических УВ, входящих в состав дизельного топлива, происходит увеличение содержания полициклических ароматических УВ, твердых частиц и несгоревших углеводородов в отработавших газах. Также доказано, что ароматические УВ, присутствующие в топливе, влияют на образование NO_x [5].

Процесс гидрообессеривания сильно тормозится аммиаком и азотистыми основаниями, которые присутствуют в дизельном топливе в количестве от 0,01 до 1,5 масс. %. Снижение скорости удаления серы также происходит из-за эффекта нефтяной матрицы. Под этим названием подразумевается влияние сернистых соединений, в результате которого малолетучие и плохо разлагаемые СС – алкилзамещенные фенантро- и

нафтобензтиофены – блокируют гидрирование легкокипящих соединений. Сами СС не гидрируются из-за стерических препятствий, возникающих у атомов серы в этих соединениях при их координации на активных центрах гетерогенных катализаторов [1].

Работы по гетероатомным соединениям представлены в большом количестве для нефтей и большинство из них является зарубежными. Поэтому целью данной работы стало исследование изменения содержания сероорганических соединений дизельной фракции в процессе окислительного обессеривания. Данная работа предполагает проведение процесса окислительного обессеривания как эффективного способа удаления серосодержащих соединений.

Объектом исследования была выбрана проба прямогонной дизельной фракции с установки вакуумной перегонки ($T_{н.к.}=186^{\circ}\text{C}$) с содержанием общей серы 1,730 мас. %.

Анализ содержания общей серы в испытуемом образце проводился при помощи спектрофотометра Спектроскан S. Окисление дизельной фракции проводилось смесью H_2O_2 и HCOOH в термостатируемом реакторе при температуре 35°C .

Параметры процесса окисления представлены ниже в таблице 1.

Таблица 1

Параметры процесса окисления

Параметры	Значение	Параметры	Значение
Время проведения окисления, ч	0,5-8	Мольное соотношение $\text{S}_{\text{общ}}:\text{H}_2\text{O}_2$	1:15
Скорость вращения мешалки в реакторе, об/мин	2100	Мольное соотношение $\text{H}_2\text{O}_2:\text{HCOOH}$	3:4

Полученные после окисления образцы подвергались адсорбционной очистке. Адсорбция проводилась на стеклянной колонке при комнатной температуре. Адсорбентом служил силикагель марки АСКГ, который предварительно был высушен при 170°C в течение 6 часов. Колонку набивали “мокрым” способом. Соотношение образец: адсорбент составляло 3:1. Остатки образца смывались с силикагеля растворителями (гексан, смесь гексан + бензол (3:1 по объему), бензол, смесь бензол + этиловый спирт (1:1 по объему)), которые затем отгонялись на вакуумном испарителе. Продуктом окислительного обессеривания является дизельное топливо с пониженным содержанием серы. Выход дизельной фракции после окислительного обессеривания составил 95 – 97% мас.

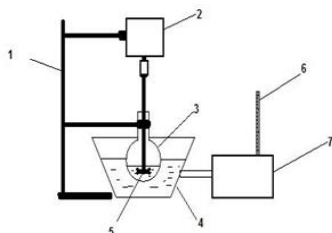


Рис. 1 Принципиальная схема термостатируемого реактора:

- 1 – штатив;
- 2 – мешалка с регулятором скорости;
- 3 – реактор;
- 4 – водяная баня
- 5 – мешалка;
- 6 – термометр;
- 7 – термостат

В качестве окислителя системы использовали смесь H_2O_2 и HCOOH . При проведении окислительного обессеривания в период от 0 до 0,5 часов наблюдалось резкое уменьшение содержания сероорганических соединений в дизельном топливе. Степень конверсии СС в этот период равна 0,75. При продолжении процесса окисления до 8 часов степень конверсии СС составляет 0,92.

Извлечение серы из образца за 4 часа составляет 0,88, то есть в период от 4 до 8 часов степень конверсии серы составила всего 0,04. Следовательно, оптимальное время проведения процесса окислительного обессеривания дизельного топлива равно 4 часа (рис.2).

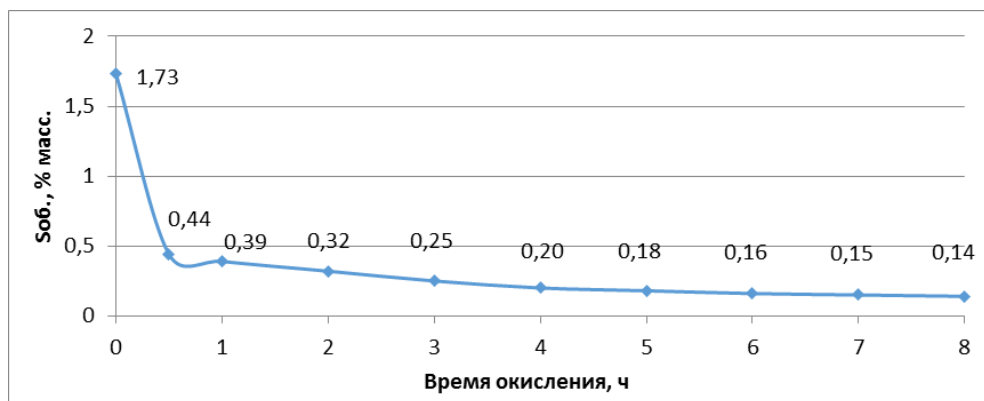


Рис. 2 Изменение содержания серы общей в зависимости от времени окисления

**СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ
ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ**

Окисление дизельной фракции при помощи смеси муравьиной кислоты и пероксида водорода с последующей адсорбционной очисткой позволяет в достаточной мере удалять содержащиеся во фракции СС. В связи с этим, мы предполагаем, что процесс окислительного обессеривания целесообразнее проводить с процессом гидроочистки. Так как целевой реакцией этого процесса является десульфуризация дизельного топлива и, в значительно меньшей степени, протекает процесс деароматизации, следовательно, основной расход ВСГ идет именно на целевую реакцию. Поэтому, если отправлять частично обессеренное сырье на гидроочистку, затраты на ВСГ значительно снизятся.

Оптимальное время проведения процесса окислительного обессеривания составляет 4 часа.

Литература

1. Mayo S., Brewoord E., Gerritsen L., Plantenga F. // Hydrocarbon Process. 2001. V. 2. P. 84A.
2. Montagne X. Влияние качества дизельного топлива на содержание вредных веществ в выхлопных газах дизельного топлива//Переработка нефти и нефтехимии. – М.,1993. - №12. - с.25-30.
3. Schmitter J. M. et al. Identification of nitrogen bases in a coker gas oil and influence of catalytic hydrotreatment on their composition //Fuel. – 1984. – Т. 63. – №. 4. – С. 557-564.
4. Багрий Е.И., Нехаев А.И. Нефтехимия и защита окружающей среды (обзор) // Нефтехимия. – 1999. – Т. 39. – № 2. – С. 83–97.
5. Большаков Г.Ф. Азоторганические соединения нефти. – Новосибирск: Наука, 1988. – 215 с.
6. Величина Л.М., Восьмериков А.В. Современное состояние проблемы производства малосернистых моторных топлив в мире и пути ее решения // Химическая технология. – 2005. – № 10. – С. 7–15.
7. Спрос на бензин и авиатопливо в 2017 году вырастет впервые за 4 года. Обзор //interfax.ru:независимое информационное агентство.2017. 20 нояб. URL:<http://www.interfax.ru/business/588115>

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ НА ПРОЦЕСС КАТАЛИТИЧЕСКОЙ
ДЕПАРАФИНИЗАЦИИ И ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА**

Е.К. Бедарева

Научный руководитель – доцент Белинская Н.С.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Цель работы – исследование процесса каталитической депарафинизации с использованием математической модели. Актуальность работы заключается в растущем спросе на низкозастывающие продукты [1]. Сырьем процесса депарафинизации является смесь прямогонной дизельной фракции и атмосферного газойля. Продукты процесса включают: стабильный бензин; компоненты дизельных топлив: фракция 180–240 °С, фракция 240–340 °С; фракция >340 °С.

С использованием математической модели [2,3] было исследовано влияние температуры на процесс каталитической депарафинизации, а также на содержание n-парафинов в продукте, ПТФ и выход продукта (ДТ).

Исходными данными для расчетов являются составы сырья и соотношения смешиваемых сырьевых потоков при двух вариантах работы установки депарафинизации. В таблице 1 представлены соотношения фракций в смесевом сырье процесса депарафинизации для двух вариантов работы установки.

Таблица 1

Соотношения фракций в смесевом сырье процесса депарафинизации

Фракция	Проектные варианты работы установки каталитической депарафинизации	
	Вариант 1	Вариант 2
Дизельная фракция, %	75	0
Атмосферный газойль, %	21	93
Бензин висбрекинга, %	4	7

Диапазон варьирования температуры выбран в интервале 320-360 °С с шагом 10. Расход сырья=320 м³/ч, расход ВСГ=15000 м³/ч, Давление=6,9 МПа.

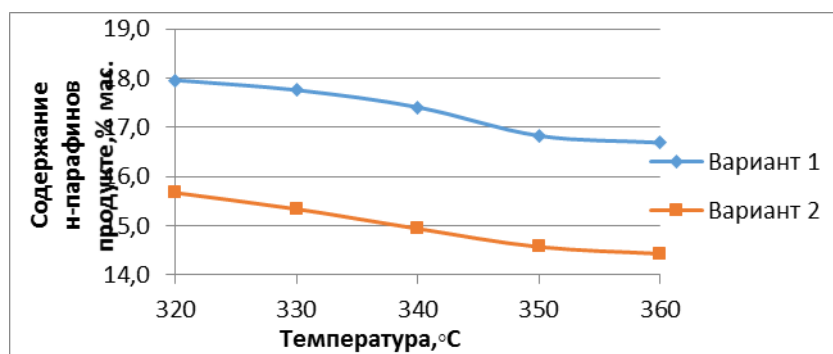


Рис. 1. Зависимость содержания n-парафинов от температуры процесса

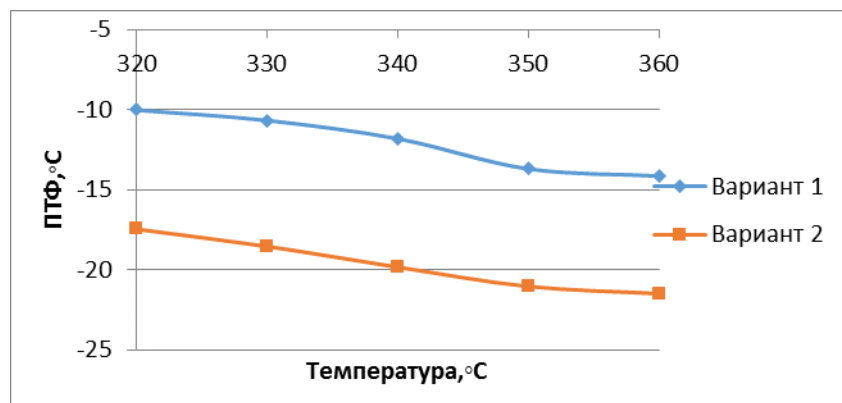


Рис. 2. Зависимость ПТФ от температуры процесса

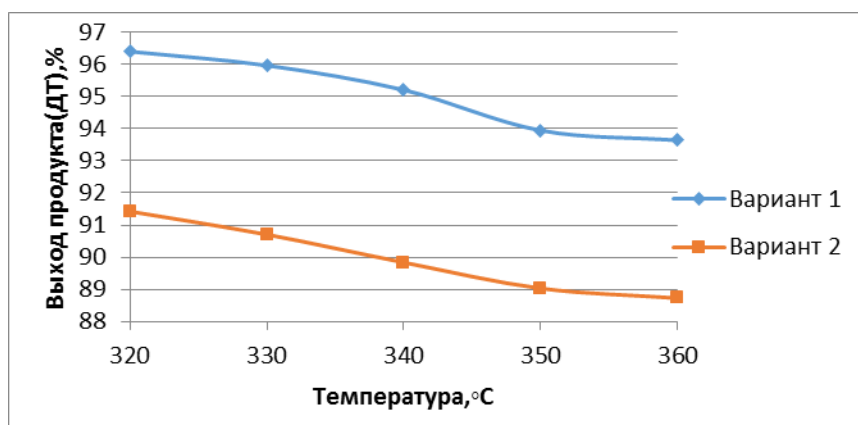


Рис. 3. Зависимость выхода продукта (ДТ) от температуры процесса

С увеличением температуры процесса содержание н-парафинов (рис.1) в продукте уменьшается, это обусловлено увеличением скорости целевой реакции гидрокрекинга, соответственно большее количество парафинов подвергается данной реакции. С увеличением температуры процесса ПТФ (рис.2) в продукте уменьшается, это обусловлено прямопропорциональной зависимостью содержания н-парафинов и предельной температуры фильтруемости продукта. При увеличении температуры процесса выход дизельного топлива (рис.3) уменьшается. Это связано с тем, что при более высокой температуре большее количество парафинов превращается в короткоцепочные парафины бензиновой фракции, а также протекают реакции крекинга с образованием углеводородной бензиновой фракции и газа.

В ходе данной работы была проведена оптимизация технологического режима работы реактора каталитической депарафинизации дизельного топлива для расходов сырья 280, 300 м³/ч. Для первого варианта работы установки подбирались такая температура в реакторе, чтобы ПТФ=-15°C [4], а также проводились расчеты для температуры выше и ниже оптимальной на 5°C. Результаты подбора оптимальной температуры представлены ниже в таблице 2.

Таблица 2

Результаты оптимизации для состава сырья при работе установки каталитической депарафинизации по «Варианту 1» при производстве топлива дизельного ЕВРО межсезонного (сорт Е)

Расход, м ³ /ч	Оптимальная температура, °C	Содержание н-парафинов в продукте, % мас.	ПТФ, °C	Выход ДТ, %
280	342	16,76	-14	93
	347	16,38	-15	92
	352	16,06	-16	91
300	348	16,65	-14	93
	353	16,4	-15	92
	358	16,33	-15	92

По результатам оптимизации можно сделать следующие выводы:

1) При условии повышения расхода сырья процесса депарафинизации проведение процесса при оптимальной температуре обеспечивает получение дизельных топлив с необходимыми низкотемпературными свойствами (ПТФ -15 °C и - 20 °C соответственно для межсезонного ДТ и зимнего ДТ) при сохранении высокого выхода (93 % и 89%).

**СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ
ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ**

2) В диапазоне изменения расхода сырья 280–300 м³/ч оптимальная температура процесса депарафинизации находится в интервале 347–357 °С для сырья, состоящего из смеси дизельной фракции, атмосферного газойля и бензина висбрекинга (Вариант-1) с более высоким содержанием длинноцепочечных n-парафинов (16,7 % мас.) и 335–342 °С для сырья, состоящего из смеси атмосферного газойля и бензина висбрекинга (вариант-2), с низким содержанием n-парафинов C₁₀–C₂₇ (14,9 % мас.).

Литература

1. Камешков А.В., Федоров В.И., Семикин К.В. Влияние режима гидродепарафинизации на низкотемпературные свойства дизельной фракции // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. – 2016 – №. 4. – с. 3–7.
2. Белинская Н.С., Францина Е.В. Кинетическая модель процесса производства дизельных топлив // Модели, системы, сети в экономике, технике, природе и обществе. – 2013. – №2 (6). – с. 145-149.
3. Фалеев С.А., Белинская Н.С., Иванчина Э.Д., Ивашкина Е.Н., Францина Е.В., Силко Г.Ю. Оптимизация углеводородного состава сырья на установках риформинга и гидродепарафинизации методом математического моделирования // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. – 2013 – №. 10. – с. 14–18.
4. ГОСТ 32511 – 2013. Топливо дизельное ЕВРО. Технические условия.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА КАТАЛИТИЧЕСКОЙ ДЕПАРАФИНИЗАЦИИ ДЛЯ
ПРОИЗВОДСТВА ДИЗЕЛЬНЫХ ТОПЛИВ РАЗЛИЧНЫХ КЛАССОВ**

А.А. Бердникова

Научный руководитель – доцент Н.С. Белинская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В связи с переходом автомобильного парка на дизельные двигатели, а также освоением северных регионов российской федерации, в том числе Арктики, возникла необходимость в производстве большего объема зимнего и арктического дизельного топлива с улучшенными характеристиками эксплуатации при низких температурах окружающей среды [1]. Процесс каталитической депарафинизации предназначен для улучшения показателей текучести различного углеводородного сырья при низких температурах [2,3].

Особенности процесса депарафинизации: пониженная температура застывания компонентов дизельного топлива; повышенная стабильность продуктов; высокое цетановое число; постоянное качество продуктов в течение всего цикла; минимальное снижение вязкости по сравнению с другими процессами депарафинизации; гибкость, позволяющая производить компоненты масел и перерабатывать дистилляты на одной и той же установке [4].

Применение метода математического моделирования позволит исследовать и улучшить данный процесс.

В данной работе рассмотрено влияние температуры процесса каталитической депарафинизации, расхода и состава сырья на выход продукта и его предельную температуру фильтруемости.

Расчеты по влиянию температуры в реакторе, расхода и состава сырья на выход продукта и предельную температуру фильтруемости проведены с использованием математической модели установки каталитической депарафинизации на основе данных, полученных с действующего НПЗ.

Данные о составах сырья, используемых в расчетах, представлены в таблице 1.

Таблица 1

Составы сырья процесса каталитической депарафинизации

Содержание компонента, % мас.	Состав сырья-1	Состав сырья-2
Н-парафины C ₁₀ -C ₂₇	15,54	12,47
Н-парафины C ₅ -C ₉	0,60	0,69
Олефины	1,98	1,09
Нафтены	39,25	33,19
И-парафины	22,69	29,65
Моноароматические углеводороды	18,82	21,68
Полиароматические углеводороды	1,12	1,23

Исследование влияние температуры процесса и расхода сырья на процесс депарафинизации показало, что, увеличивая температуру и снижая расход, низкотемпературные свойства продукта улучшаются, но при этом снижается выход целевого продукта. Отсюда, целью оптимизационного расчета является подбор такой температуры процесса, чтобы продукт соответствовал требованиям по качеству при максимальном его выходе.

В таблице 2 приведены технологические параметры процесса, используемые для оптимизационного расчета.

Таблица 2

Технологические параметры процесса каталитической депарафинизации

Расход сырья, м ³ /ч	300
Расход ВСГ, м ³ /ч	25000
Давление, МПа	7,0

В данной работе была использована компьютерная моделирующая система, основанная на математическом описании физико-химических процессов, которые протекают в реакторе. Программно моделирующая система реализована в объектно-ориентированной среде Delphi 7. Выбор данной среды программирования обусловлен такими преимуществами, как: высокая производительность разрабатываемых приложений, низкие требования разрабатываемых приложений к ресурсам компьютера, быстрота разработки приложений; хорошая проработка иерархии объектов, присущая языку программирования ObjectPascal, реализованного в среде Delphi. С помощью данной моделирующей системы была подобрана температура процесса для того, чтобы полученное дизельное топливо соответствовало требованиям качества к зимним и арктическим маркам (классы от 0 до 4) согласно [5].

На рисунке 1 представлена температура, необходимая для получения дизельного топлива, соответствующего классам от 0 до 4.

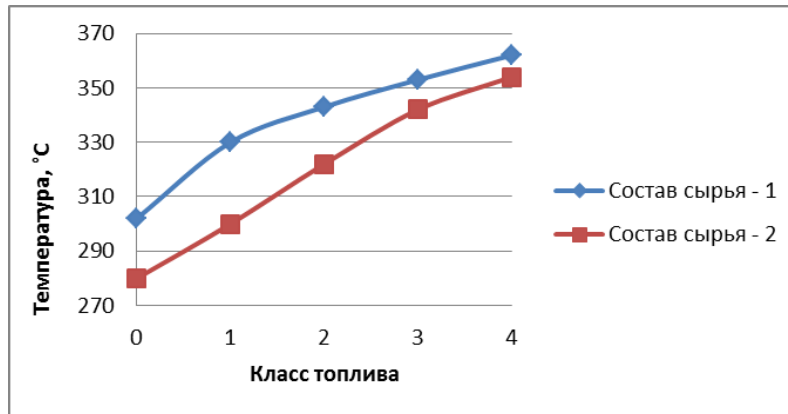


Рис. 1 Температура процесса каталитической депарафинизации, необходимая для получения дизельного топлива, соответствующего требованиям качества к зимним и арктическим маркам (классы от 0 до 4)

По рисунку 1 видно, что при переходе к более высокому классу дизельного топлива по предельной температуре фильтруемости, температуру процесса необходимо повышать, в среднем, на 15 °С.

На рисунке 2 показан выход дизельных фракций, для каждого класса топлива от 0 до 4.

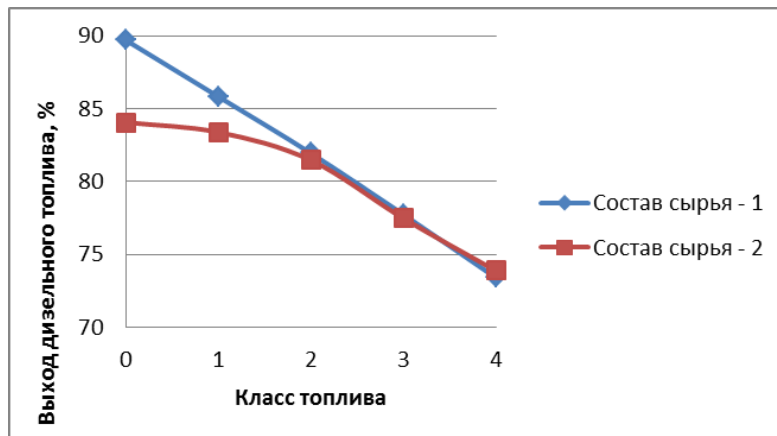


Рис. 2 Выход дизельного топлива для классов топлива от 0 до 4

По рисунку 2 видно, что с повышением качества топлива снижается его количество.

Таким образом, для производства дизельного топлива зимних и арктических марок классов от 0 до 4 оптимальная температура в реакторе депарафинизации находится в интервале 302–362 °С для сырья с более высоким содержанием н-парафинов C₁₀–C₂₇ (15,54 % мас.), и в интервале 280–354 °С – для сырья, с содержанием с меньшим содержанием н-парафинов C₁₀–C₂₇ 12,47 % мас.

При этом при переходе к более высокому классу дизельного топлива по предельной температуре фильтруемости выход продукта снижается: при переработке сырья с содержанием н-парафинов C₁₀–C₂₇ 15,54 % мас. – на 16,29 %, при переработке сырья с содержанием н-парафинов C₁₀–C₂₇ 12,47 % мас. – на 10,17 %.

Литература

1. Иванчина Э.Д., Белинская Н.С., Францина Е.В., Попова Н.В., Луценко А.С., Аверьянова Е.В. Прогнозирование активности катализатора процесса депарафинизации дизельных топлив на установке ООО «КИНЕФ» методом математического моделирования // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. – 2017 – №. 4. – С. 13-18.

**СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ
ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ**

- Кузора И.Е., Дубровский Д.А., Черепанов В.Д., Дьячкова С.Г. Использование среднестиллятных продуктов вторичной переработки нефти для увеличения производства дизельного топлива ЕВРО // Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний. – 2016. – №3. – с. 18-24.
- Топлива. Состав, применение, эксплуатационные свойства.– Елабуга: Изд-во филиала К(П)ФУ в г.Елабуга, 2013. – 144 с.
- Белинская Н.С., Францина Е.В. Кинетическая модель процесса производства дизельных топлив // Модели, системы, сети в экономике, технике, природе и обществе. – 2013. – №2 (6). – с. 145-149.
- ГОСТ 32511 – 2013. Топливо дизельное ЕВРО. Технические условия.

**ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ И ФРАКЦИОННОГО СОСТАВА ПРЯМОГОННЫХ ДИЗЕЛЬНЫХ
ТОПЛИВ**

И.А. Богданов, А.А. Алтынов, М.В. Киргина

Научный руководитель – доцент М.В. Киргина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время в нефтедобывающих регионах развивается малотоннажное производство, которое предполагает либо использование прямогонных продуктов в качестве топлива, либо основано на доведении качества вырабатываемых прямогонных фракций до уровня товарных топлив на месте производства. Однако и в том и в другом случае контроль качества продукта остается приоритетной задачей, так как использование некачественного топлива влечет за собой порчу техники и как следствие экономические потери.

В качестве объектов исследования были выбраны 6 образцов прямогонного дизельного топлива, полученные с малотоннажных производств, расположенных на нефтяных месторождениях Томской области. Перед началом испытаний всем образцам были присвоены численные шифры (номера от 1 до 6).

В лабораторных условиях были определены такие показатели качества дизельного топлива как фракционный состав, плотность, содержание серы, а также рассчитан цетановый индекс.

Фракционный состав дизельного топлива определялся для 6 образцов согласно ГОСТ 2177-99 «Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава» [1]. Результаты представлены в Таблице 1.

Таблица 1

Результаты исследования фракционного состава образцов прямогонных дизельных топлив

Шифр пробы	Н.К.	ФС _{10%}	ФС _{20%}	ФС _{30%}	ФС _{40%}	ФС _{50%}	ФС _{60%}	ФС _{70%}	ФС _{80%}	ФС _{90%}	ФС _{95%}
	°С										
1	147	182	205	243	255	301	326	333	342	359	360
2	163	191	205	218	234	249	263	281	298	320	330
3	144	174	188	200	213	224	238	251	266	284	292
4	127	176	189	197	214	225	244	264	290	323	333
5	160	189	200	216	232	248	265	284	304	338	342
6	149	190	211	229	248	262	276	292	309	332	343

ГОСТ 305-2013 «Топливо дизельное. Технические условия» определяет 4 марки топлива Л – летнее, Е – межсезонное, З – зимнее, А – арктическое и предъявляет следующие требования к фракционному составу дизельных топлив [3]: 50% топлива по объему (ФС_{50%}) должно перегоняться для марок Л, Е, З при температуре не выше 280°С, а для марки А при температуре не выше 255°С; 95% топлива по объему (ФС_{95%}) должно перегоняться при температуре не выше 360°С для всех марок топлива. Таким образом, согласно данным представленным в Таблице 1 только образец под шифром 1 не удовлетворяет требованиям, предъявляемым ГОСТ 305-2013 «Топливо дизельное. Технические условия» к фракционному составу.

Определение плотности проводилось для четырех образцов дизельного топлива согласно ГОСТ 3900-85 «Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности» [5]. Результаты представлены в Таблице 2.

Таблица 2

Результаты определения плотности образцов прямогонных дизельных топлив

Шифр пробы	Относительная плотность при 20°С, г/см ³	Относительная плотность при 15°С, г/см ³
1	0,829	0,832
2	0,842	0,845
5	0,832	0,835
6	0,825	0,828

Согласно ГОСТ 305-2013 «Топливо дизельное. Технические условия» образцы под шифром 1 и 6 удовлетворяет требованиям, предъявляемым к плотности дизельного топлива марок Л, Е, З, А; образец под шифром 2 удовлетворяет требованиям, предъявляемым к плотности дизельного топлива марок Л, Е, а образец под шифром 5 удовлетворяет требованиям, предъявляемым плотности дизельного топлива марок Л, Е, З.

Так же для образцов под шифрами 2 и 4 было определено содержание серы согласно ГОСТ 32139-2013 «Нефть и нефтепродукты. Определение содержания серы методом энергодисперсионной рентгенофлуоресцентной спектроскопии» [4]. Результаты представлены в Таблице 3.

Таблица 3

Содержание серы в образцах прямогонного дизельного топлива

Шифр пробы	Содержание серы, мг/кг
2	25
4	3795

Согласно [3] содержание серы в топливе не должно превышать 2000 мг/кг. Таким образом, по результатам испытаний содержание серы у образца под шифром 2 в пределах нормы, а у образца под шифром 4 значительно превышает норму.

Цетановое число (ЦЧ) дизельных топлив, для оптимальной работы двигателя, должно находиться в определенных пределах. Применение топлив с ЦЧ менее 40 пунктов приводит к жесткой работе дизельного двигателя и ухудшению пусковых свойств топлива. Повышение ЦЧ выше 50 пунктов также нецелесообразно, так как возрастает удельный расход топлива в результате уменьшения полноты сгорания. Цетановое число дизельного топлива существенно зависит от его фракционного и химического состава [7].

Согласно [6] цетановое число может быть рассчитано как цетановый индекс. Цетановый индекс – это приближенное значение цетанового числа дистиллятного дизельного топлива без повышающих цетановое число присадок, вычисленное на основании плотности топлива и его фракционного состава.

Значения рассчитанных по [2] цетановых индексов для шести исследуемых образцов приведены в Таблице 4.

Таблица 4

Результаты расчета цетановых индексов исследуемых образцов

Шифр пробы	Цетановый индекс, пункты
1	60,5
2	45,6
5	48,7
6	54,7

Значение ЦЧ по требованию ГОСТ 305-2013 «Топливо дизельное. Технические условия» должно быть не менее 45 пунктов для всех марок дизельного топлива. Таким образом, по показателю ЦЧ все образцы дизельного топлива удовлетворяют предъявляемым требованиям.

По результатам проведенных испытаний только образец под шифром 2 удовлетворяет требованиям ГОСТ 305-2013 «Топливо дизельное. Технические условия» по всем исследуемым свойствам, и может использоваться как товарное дизельное топливо.

Литература

1. ГОСТ 2177-99 «Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава» [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. URL:<http://vsegost.com>, свободный. – Дата обращения: 15.01.2018 г.
2. ГОСТ 27768-88 «Топливо дизельное. Определение цетанового индекса расчетным методом» [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. URL:<http://vsegost.com>, свободный. – Дата обращения: 15.01.2018 г.
3. ГОСТ 305-2013 «Топливо дизельное. Технические условия» [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. URL:<http://vsegost.com>, свободный. – Дата обращения: 15.01.2018 г.
4. ГОСТ 32139-2013 «Нефть и нефтепродукты. Определение содержания серы методом энергодисперсионной рентгенофлуоресцентной спектроскопии» [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. URL:<http://vsegost.com>, свободный. – Дата обращения: 15.01.2018 г.
5. ГОСТ 3900-85 «Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности» [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. URL:<http://vsegost.com>, свободный. – Дата обращения: 15.01.2018 г.
6. ГОСТ Р ИСО 8178-5-2009 «Двигатели внутреннего сгорания поршневые. Измерение выбросов вредных веществ. Часть 5. Топлива для испытаний» [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. URL:<http://vsegost.com>, свободный. – Дата обращения: 15.01.2018 г.
7. Ахметов С. А. и др. Технология и оборудование процессов переработки нефти и газа. – 2006.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАВИСИМОСТИ ВЛИЯНИЯ РАСХОДА СЫРЬЯ НА
НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫЕ СВОЙСТВА ДИЗЕЛЬНЫХ ФРАКЦИЙ**

Е.В. Веревкин, М.В. Майлин, Д.А. Афанасьева

Научные руководители: научный сотрудник Е.В. Францина, доцент Н.С. Белинская
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день, одним из самых массовых продуктов, применяемых в качестве топлива является дизельное топливо.

Получение дизельного топлива происходит путем прямой перегонки и в каталитических процессах переработки керосино-дизельных фракций нефти. В состав дизельного топлива в основном входят: керосиновые, газойлевые, а иногда и лигроиновых фракции. Так же в групповой состав дизельного топлива преимущественно входят парафиновые и нафтеновые углеводороды, незначительное количество ароматических углеводородов [1].

Технико-экономические требования к дизельным топливам высоки. Так как рабочий процесс дизельного двигателя имеет свои особенности, помимо стандартных, предъявляются и специфические требования [2].

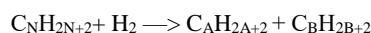
Снижение температур помутнения и замерзания дизельных фракций достигается за счет депарафинизации.

Парафины, содержащиеся в дизельном топливе, способны осаждаться и образовывать кристаллы, снижающие текучесть дизельного топлива по мере снижения температуры.

Целью данной работы является исследование зависимости влияния расхода сырья в реакторе депарафинизации на низкотемпературные свойства дизельных фракций с помощью математического моделирования.

Процесс депарафинизация осуществляется за счет расщепления парафиновых соединений на меньшие молекулы нефтепродуктов, склонность которых к парафинообразованию многократно снижена. Взаимодействие парафинов на катализаторе начинается с образования олефинов на металлических центрах и образования карбониевых ионов из этих олефинов на кислотных центрах катализатора.

Основные реакции в процессе депарафинизации на катализаторе можно показать общей реакцией:



С повышением расхода сырья в реакторе депарафинизации температуры помутнения и замерзания продукта (дизельного топлива) повышаются. Рост температуры помутнения и замерзания продукта (дизельного топлива), обосновано увеличением расхода сырья в реактор депарафинизации связано с уменьшением времени контакта сырья с катализатором, которое и приводит к снижению выхода сырья, соответственно, увеличению T_n и T_z продукта. Примеры приведены на рисунках 1 и 2.

В качестве исходных данных использовали составы сырья установки депарафинизации представленных различными углеводородами в таблице 1.

Таблица 1

Состав сырья установки депарафинизации

Состав сырья	Сырье №1	Сырье № 2	Сырье № 3	Сырье №4	Сырье №5
Н-Парафины C10-C27	16,12	17,09	16,46	14,86	19,19
Н-Парафины C5-C9	0,69	0,58	2,22	0,6	1,15
Олефины	1,09	2,1	0,45	1,98	2,5
Нафтены	29,19	35	38,34	39,85	38,91
И-Парафины	30	24,3625	21,8967	22,6997	18,2545
Моноараматика	21,68	19,68	19,4	18,82	18,82
Полиараматика	1,23	1,09	1,2	1,12	1,12
Кокс	0	0	0	0	0
Маркаптаны	0	0	0	0	0

Использование математической модели процесса депарафинизации позволяет рассчитать влияние расхода исходного сырья на процесс депарафинизации, определить оптимальный его расход с целью получения дизельного топлива с требуемыми низкотемпературными свойствами.

Расход сырья в реакторе является одним из ключевых параметров, влияющим на скорость процесса гидрокрекинга высокомолекулярных парафинов нормального строения, крекинга низкомолекулярных н-парафинов и олефинов, селективность в реакции гидроизомеризации, а соответственно на конверсию сырья.

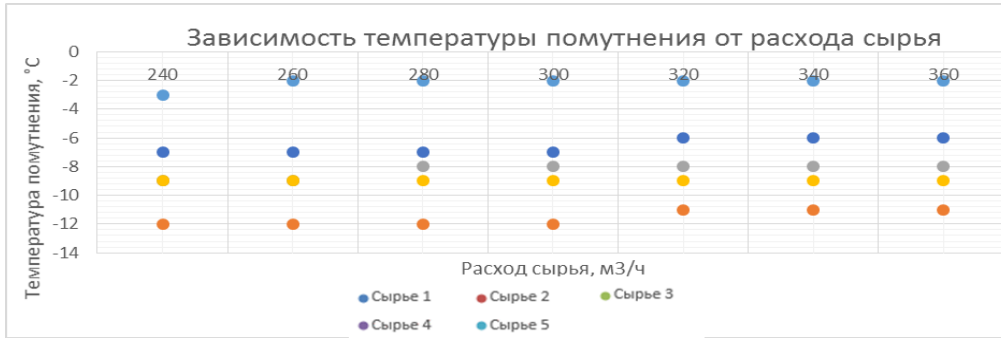


Рис 1 Зависимость температуры помутнения от расхода сырья

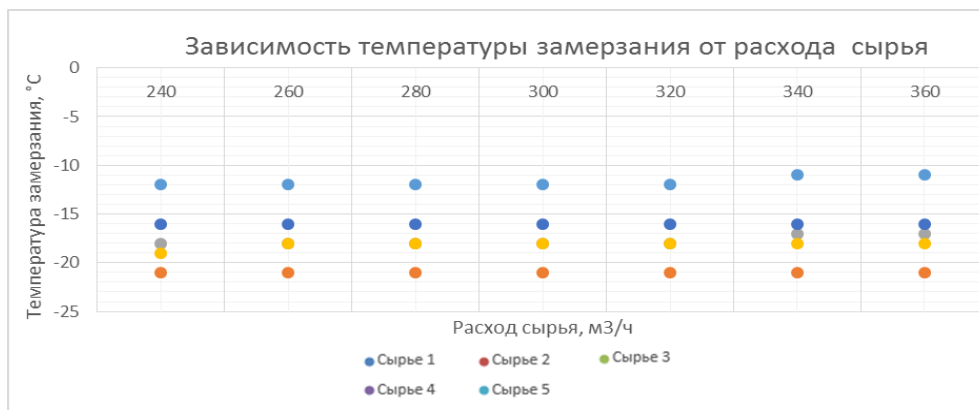


Рис 2 Зависимость температуры застывания от расхода сырья

В ходе исследования было найдено, что изменение расхода сырья оказывает влияние на низкотемпературные свойства ДФ вне зависимости от состава сырья, при повышении расхода сырья низкотемпературные свойства ДФ ухудшаются, так при увеличении расхода сырья в реактор, температура помутнения для сырья 1,2,5 повысилась в среднем на 1°С; для сырья 3,4 в рассматриваемой области варьирования расхода сырья температура помутнения осталась неизменной. Температура застывания при увеличении расхода сырья повысилась в среднем на 1°С для сырья 1,3 и 4; для сырья 2 и 5 в рассматриваемой области варьирования расхода сырья температура застывания не изменилась. Повышение температур помутнения и застывания дизельных фракций при увеличении расхода сырья в реактор связано со снижением времени контакта сырья с катализатором, что подтверждается результатами проведенного эксперимента.

Литература

1. Ахметов С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа. Учебное пособие для вузов. – СПб.: Недра, 2013. – 544 с
2. Афанасьев И.П., Ишмурзин А.В. Разработка промышленной технологии производства зимнего топлива смешиванием дизельной и керосиновой фракции //Нефтепереработка и нефтехимия – 2014. - №4 – с.8-15
3. Афанасьев И. П. и др. Разработка эффективной технологии производства зимнего дизельного топлива //Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. – 2014. – №. 4. – С. 22-26.

МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫЙ ДЕЭМУЛЬГАТОР ДЛЯ РАЗРУШЕНИЯ УСТОЙЧИВЫХ ЭМУЛЬСИЙ ПРИ ПОДГОТОВКЕ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ

О.В. Григорьева, А.В. Ситало, У.Р. Ялышев

Научный руководитель – профессор Р.Ф. Хамидуллин

Казанский национальный исследовательский технологический университет, г. Казань, Россия

В настоящее время в связи с истощением запасов традиционных нефтей на месторождениях, продолжающейся их разработкой и растущего спроса на ресурсы топливно-энергетического комплекса, нефтедобывающие компании все больше обращают внимание на развитие способов добычи трудноизвлекаемых запасов, к которым относятся нефти с вязкостью 30 МПа·с или 35 мм²/с и выше.

Для подготовки высоковязких и тяжелых нефтей, особенно содержащих механические примеси, как правило, разрабатываются композиционные деэмульгирующие составы на основе реагентов, обладающих в отдельности определенными специфическими свойствами поверхности-активных веществ – смачивающими, детергентно-диспергирующими, депрессорными и т.п. [1]. При этом компонентами многофункциональных составов могут быть ранее известные вещества, используемые в различных областях науки и производства – в

**СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ
ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ**

нефтепромысловой подготовке, нефтепереработке, нефтехимии, органическом синтезе и других смежных отраслях промышленности, а также вновь синтезируемые соединения, которым сообщается комплекс функциональных особенностей, обеспечивающих одновременное проявление поверхностно-активных свойств различной направленности. Синтез новых соединений является процессом достаточно трудоемким, многостадийным, длительным по времени, затратным, и требующим высокой квалификации и навыков в данной области исследований.

Одним из способов решения проблем подготовки нефтей с высоким содержанием механических примесей и разрушения высокоустойчивых водонефтяных эмульсий является использование в комплексе с существующими деэмульгаторами – смачивателей, моющих веществ, флокулянтов, депрессантов и других соединений, которые способствуют удалению с бронирующих оболочек на глобулах пластовой воды мелкодиспергированных частиц примесей, улучшают низкотемпературные и вязкостные свойства нефтяной дисперсной системы. Исследования и промышленная практика показали, что наибольшую деэмульгирующую эффективность при разрушении устойчивых водонефтяных эмульсий проявляют реагенты и композиционные составы, обладающие расширенными функциональными способностями, в том числе смачивающе-моющим действием [2]. Поэтому вовлечение таких химических реагентов для осуществления эффективной подготовки нефти, несомненно, имеет научно-практическое значение.

В данной работе поставлена цель получения анионоактивного ПАВ взамен промышленному сульфанолю как компонента композиционного деэмульгирующего состава.

Объектом исследования при выборе сырья для синтеза анионоактивного ПАВ как аналога сульфанола являлись пирролиновая смола и полиалкилбензолная смола – ПАБС (ПАО «Казаньоргсинтез») – отходы ароматического основания. Сульфирование смолы пирролиза не дало каких-либо положительных результатов в виду образования высокомолекулярного полимера и твердого коксоподобного остатка. Поэтому для дальнейшего синтеза использована ПАБС.

В работе в качестве объекта разрушения выбрана эмульсионная система на основе тяжелой нефти Нагорного месторождения ЗАО «Троицкнефть» Альметьевского района и искусственно приготовленной пластовой воды.

Продукты синтеза – натриевые соли полиалкиларилсульфокислот, полученные при различных условиях, сразу же испытывались в процессе деэмульсации нефти, а также в сравнении с промышленным сульфанолю.

Сравнение некоторых отдельно взятых реагентов в ходе проведения деэмульсации показало, что синтезированное ПАВ по степени обезвоживания значительно превосходит Сульфанолю и даже деэмульгатор –Реапон 4В. При выявлении синергетических эффектов в совместном действии Сульфанола и СПАБС (сульфатированная полиалкилбензолная смола) в смеси с Реапоном результаты исследований показано, что более эффективным является состав, состоящий из Реапона и смеси полученных нами алкиларилсульфонатов.

Проведение сравнительной оценки смачивающей способности ряда ПАВ позволило получить информацию об эффективности протекания инверсии смачивания в нефтяных дисперсных системах в процессе разрушения водонефтяных эмульсий. При оценке смачивания САВ преимущество следует отдать анионоактивным ПАВ, в частности, по таблице 1 лучший результат смачивающей способности показала смесь СПАБС.

Таблица 1

Динамика смачивания САВ нефти Нагорного месторождения растворами ПАВ

ПАВ-реагенты	Краевой угол смачивания (θ , град.) поверхности САВ при температуре 60°C, в течение времени (с)				
	10	20	30	45	60
Дипроксамин-157	59	58	56	54	53
Реапон-4В	45	43	40	39	38
ПАВ-реагенты	Краевой угол смачивания (θ , град.) поверхности САВ при температуре 60°C, в течение времени (с)				
	10	20	30	45	60
Сульфанолю	32	31	30	30	30
Олеокс-7	35	35	35	34	33
СПАБС	31	28	26	25	25

Многие, широко известные отечественные и зарубежные неионогенные деэмульгаторы – блоксополимеры оксидов этилена и пропилена на основе различных стартовых соединений, при промышленной подготовке высоковязких нефтей приводят к образованию чрезвычайно стойких промежуточных эмульсионных слоев, концентрированных механическими примесями [3]. Текстильно-вспомогательные вещества и моющие средства по сравнению с промышленными деэмульгаторами обладают не только высоким моющим действием, но и не плохой смачивающей способностью. Эффективность моющего действия смачивателей не всегда находится в прямой пропорциональной зависимости от их смачивающей способности, поэтому при оценке моющего действия ПАВ следует отдать определенную роль тем реагентам, которые действительно способны отмыть с границы раздела фаз нефть-вода и с частиц механических примесей природные эмульгаторы (смолы и асфальтены).

В данной работе определение эффективности процесса отмывания углеводородных компонентов, состоящих из смолисто-асфальтеновых веществ, с поверхности силикагеля проводилось методом колориметрии,

позволяющего оценить относительное моющее действие ПАВ различных классов и назначений. САВ были выделены из состава исследуемой нефти методом экстракции на приборе Сокслета, которые были адсорбированы на частицах силикагеля и выполняли функцию поверхности, с которой должны отмываться природные эмульгаторы.

Установлено (табл. 2), что в соответствии с примененной методикой с увеличением в суспензионной смеси концентрации моющего (текстильно-вспомогательного) вещества – Олеокс-7 значительно интенсифицируется процесс и повышается эффективность удаления адсорбционного слоя из углеводородных компонентов с поверхности твердых частиц дисперсной фазы. Деэмульгаторы Дипроксамин-157 и Реапон-4В даже с повышением концентрации не проявляют достаточно выраженной моющей способности, что можно объяснить, предположительно, с точки зрения низкого значения критической концентрации мицеллообразования и слабо проявляющегося при этом процесса солубилизации ПАВ как в водных растворах, так и в органических растворителях, например, спиртах. Относительно неплохим моющим действием по отношению к углеводородным компонентам (САВ) обладают смачиватели – Сульфанол, СПАБС и Олеокс-7.

Таблица 2

Моющее действие ПАВ и деэмульгаторов, определенное методом колориметрии

ПАВ-деэмульгаторы	Относительная моющая способность МС _{от} (%), при температурах 20/60°C и концентрации ПАВ (мг/л)				
	100 мг/л	200 мг/л	300 мг/л	500 мг/л	1000 мг/л
Дипроксамин-157	14 / 34	20 / 35	22 / 37	26 / 38	28 / 40
Реапон-4В	5 / 10	9 / 12	17 / 24	19 / 26	24 / 33
Сульфанол	31 / 40	37 / 46	40 / 50	42 / 59	43 / 63
Олеокс-7	43 / 48	49 / 53	53 / 64	60 / 76	68 / 83
СПАБС	33 / 35	35 / 44	43 / 52	46 / 68	53 / 75

После обнаружения синергетических эффектов в совместном действии сПАБС и Реапона, проведен подбор оптимального соотношения этих компонентов для достижения максимального эффекта как по степени обезвоживания, так и по деэмульгирующей способности. Необходимо отметить, что синергетический эффект деэмульсации проявляется в той же области соотношений реагентов, что и при смачивании.

Получение товарной нефти с остаточным содержанием воды не более 0,5% было достигнуто при испытании смеси на основе сПАБС и Реапона с добавлением Олеокса в соотношении 0,25:0,75:0,25, т.к. Олеокс, как было приведено ранее, показал самое высокое моющее действие.

Таким образом, результаты проведенных исследований, целью которых явилась разработка аналога сульфанола и композиционного состава ПАВ, показали возможность эффективного разрушения устойчивой водонефтяной эмульсии способом, основанном на обнаружении синергетических эффектов в совместном действии неионогенного деэмульгатора, смачивателя и моющего вещества.

Литература

1. Петров А.А. Механизм действия ПАВ как деэмульгаторов нефтяных эмульсий. // В кн.: Тр. Международного конгресса по поверхности – активным веществам. – М.: 1978. Т.3 – С. 972-984.
2. Смирнов Ю.С. Синергетический эффект деэмульгирующего действия смеси деэмульгаторов катионоактивных АНП – 2 и неионогенных блоксополимеров окисей этилена и пропилена // Тр. Гипровостокнефть. – 1975. Вып. XIII. – С. 201-206.
3. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. М.: Недра, – 1977, – 271 с.

НОВЫЕ АСПЕКТЫ ПО УСТАНОВЛЕНИЮ МАРОЧНОГО СОСТАВА УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ

А.А. Дмитриенко

Научный руководитель – доцент В.П. Иванов

ООО «Ресурс», г. Новокузнецк, Россия

На сегодняшний день нет четко сформулированного понятия угольного пласта, которое бы кратко и максимально точно отражало особенности его строения, процессы и условия образования. Горная энциклопедия [1] определяет угольный пласт как форму залегающих ископаемых углей в виде плито- и линзообразных тел с небольшой в сравнении с площадью распространения мощностью. Немного шире дает определение геологический словарь [2]: пласт угольный – залежь угольного вещества, заключенная между приблизительно параллельными поверхностями, образуемыми породами ее кровли и почвы, в которой выделяются угольные слои, пачки угля, прослои углито-минеральных и минеральных осадков, иногда подвергающиеся расщеплениям, размывам, раздувам, пережимам, обуславливающим различия морфологических типов пластов.

Автор данной статьи предлагает определять угольный пласт следующим образом. Угольный пласт – это геологическое тело, площадь распространения которого существенно превышает его мощность. Образуется в результате процессов аккумуляции, седиментогенеза и последующей углефикации органического вещества в определенной фациальной обстановке. Прерывание накопления растительных остатков обуславливает строение пласта в виде одного или нескольких угленосных слоев, характеризующихся как угольные пачки, чередующихся с

**СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ
ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ**

породными прослоями. Отсюда угленосные слои характеризуют смену микрофациальных обстановок, которые должны иметь общие черты в период формирования угленосного отложения, выделяемого по нормативным критериям как пласт.

Процесс образования угольного пласта весьма сложный и длительный. Выделяют следующие стадии углеобразования. Аккумуляция, то есть накопление растительного материала – углеобразователя. Уже на данном этапе закладываются предпосылки к образованию различных марок углей. Вид и состав растений-углеобразователей определяет микрокомпонентный и элементный состав будущего угля, разновидность механизма накопления – аллохтонное или автохтонное – предопределяет зольность и минеральную составляющую. Первоначальное изменение или превращение растительного материала в торф или сапропель – это вторая стадия. Жемчужников Ю.А. [3] называл именно эту стадию собственно генезисом углей, поскольку «...она определяет источник и характер исходного материала, условия его накопления и превращения». Стоит отметить, что сам процесс аккумуляции растительного вещества, выделенный автором статьи в качестве первой стадии, Жемчужников не относит к процессу углеобразования, и считает первоначальные изменения угля началом процесса углеобразования. Вторичные изменения, представленные процессами диагенеза и метаморфизма – превращение торфа или сапропеля в уголь после перекрытия их кровлей. На данном этапе органическое вещество уплотняется и подвергается, в зависимости от обстановки углеобразования, различным процессам: консервации, гуминизации, фульвенизации, фюзенизации и др. Преимущество того или иного из названных процессов влияет на микрокомпонентный состав угля, определяет глубину его изменения и степень метаморфизации, коксующую способность угля, и, как следствие, его марку.

Как утверждает Жемчужников Ю.А. «образование каждого пласта происходит в определенных физико-географических условиях, современных для каждого периода, и охватывающих ландшафтную обстановку, физико-химические и микробиологические особенности, процессы разложения и превращения» [3]. Если рассматривать угольный пласт с этих позиций, то каждая пачка угольного пласта, как и каждый породный прослой, образовалась в определенной фациальной обстановке, отражающей совокупность всех условий и процессов углеобразования, точнее сказать, «субфациальной», как называет ее Жемчужников Ю.А. [3].

Однако не всегда визуально выделяются так называемые «субфации», особенно когда речь идет об угленосных пластах большой мощности. В них породные прослои менее 0,05 м не выделяются, несмотря на то, что они коррелируются по латерали. В данном случае следует обращать внимание на макролитотипный состав и разделять мощный пласт на пачки по текстурно-структурным признакам. Как правило, граница между блестящей витреновой и матовой фюзеновой составляющими также является границей смены обстановки углеобразования. Отсюда вытекает следующий вывод: угольные пачки внутри одного пласта могут различаться по своим свойствам, а, следовательно, и качественным показателям, определяющим марку угля, что подтверждается в производственной практике.

Под маркой угля, согласно ГОСТ 17070-2014 [4], понимают условное обозначение разновидности углей, близких по генетическим признакам и основным энергетическим и технологическим характеристикам. Установление марки угля проводится по классификации ГОСТ 25543-2013 [5] по пластовой пробе, поэтому маркирующие показатели усредняются. При этом далеко не всегда генетические особенности угольного вещества отдельных пачек проявляются при анализе объединенной пробы. Усредняя значения всех проб из одного пласта, определяют, уголь какой марки содержит пласт. В тех случаях, когда угли одного пласта на отдельных горизонтах, крыльях месторождения, участках шахты или разреза относятся к разным маркам, то марку устанавливают для каждого горизонта, крыла, шахтного поля (участка) отдельно. При этом ГОСТ 25543-2013 не учитывает генетические особенности угольных пластов и не рассматривает случаи, когда угольные пачки одного пласта демонстрируют различные значения марочных параметров. В связи с этим встает вопрос о достоверности определения марки угля применяемым сегодня стандартным методом.

Итак, постоянное объединение органического вещества: угленосных слоёв пласта и пластов отдельных участков, крыльев складки и т.д. для маркировки угля считается вполне оправданным, так как позволяет получить усредненный результат. В практике работ, напротив, это часто приводит к нестыковке результатов пластовых проб и низкой достоверности оценки марочного состава углей.

Перед автором статьи была поставлена задача проследить марочный состав угленосных слоёв каменных углей сложного строения. В Томском политехническом университете для этой цели используется метод инфракрасной спектроскопии (ГОСТ 52205-2004) с применением комплексного автоматизированного экспресс-анализатора для маркировки обогащенных и необогащенных углей (АПК «Спектротест»). Преимуществом данного метода является возможность изучения углей на молекулярном уровне без разрушения их структурных связей, а, следовательно, не допускается искажения результата исследования. Кроме того, по результатам измерения спектров возможно вычислить генетические показатели изучаемых углей: показатели восстановленности, гелификации и метаморфизации [6, 7].

Исследованию подверглись каменные угли участка Кыргайский Южный Талдинского каменноугольного месторождения, расположенного в Ерунаковском геолого-экономическом районе Кузбасса. Определялись основные качественные параметры наиболее сложного по строению пласта 20. В пределах участка мощный (4,3 м) пласт расщепляется сначала на две, затем на три и четыре пачки. Методом ИКС изучены параметры 20-го пласта по пачкам и на основании полученных значений определена марка каждой пачки. В тоже время в ОАО «ВУХИН» стандартными методами были определены марочные параметры и петрографический состав 20-го пласта в целом. Результаты проведенных исследований представлены в таблице 1.

Таблица 1

Сопоставление результатов определения марки угля 20 пласта стандартным методом и методом ИКС

СВЯЗКА	ПЯЧКА	МОЩНОСТЬ	ИКС					марка	стандартные методы						петрографический состав						марка
			Vdaf	Ro	y	ΣOK	Ad		Vdaf	Ro	x	y	Ad	Wa	L	Vt	Sv	I	M	ΣOK	
15077	1	0,85	45,0	0,6	6	19	15,1	ДГВ	44,7	0,7	36	6	10	1,6	1	76	2	13	7	14	ДГВ
15057	1	0,2	40,3	0,7	7	20	20,0	ДГВ	40,5	0,7	36	19	10	1,5	1	77	2	12	8	14	1ГЖ
	2	1,2	41,3	0,75	14	19	10,1	2Г													
15017	1	1,55	45,2	0,63	6	19	18,0	ДГВ	39,5	0,8	38	17	7,6	2,5	2	78	3	10	7	13	1ГЖ
	2	1,7	41,8	0,73	13	17	16,0	2Г													
15069	1	0,7	48,0	0,6	15	21	19,8	2Г	40,3	0,8	36	24	9,9	1,7	2	81	2	7	8	9	1ГЖ
	2	0,75	43,1	0,67	19	47	16,7	1ГЖ													
	3	1,65	43,0	0,72	16	16	8,8	2Г													
15018	1	1	44,7	0,61	6	17	19,3	ДГВ	38,5	0,8	36	14	7	3,4	1	75	3	15	6	18	2Г
	2	1					45,8														
	3	1	37,4	0,84	6	17	20,0	1ГВ													
	4	1,34	45,6	0,6	6	17	20,0	1ГВ													

Результаты проведенных исследований подтверждают предположение автора о том, что свойства угольных пачек внутри одного пласта могут различаться. Как видно из табл. 1, уголь разных пачек относится к разным маркам. Это доказывает, что стандартная методика усреднения при маркировке угольного пласта приводит к искажению информации о качестве угля и, как следствие, к осложнениям при его дальнейшем использовании потребителем. Поэтому считаем, что при определении марки угля необходимо учитывать строение угольного пласта, так как это и есть его генетические особенности. Следует всесторонне исследовать угольный пласт, определять качественные параметры для каждой угленосной пачки, при этом учитывать мощность пачек и их соотношение между собой, а также обращать внимание на мощность породных прослоев между ними как на показатель длительности перерыва в процессе осадконакопления.

Применяемый сегодня инструментарий не позволяет этого сделать, потому что стандартный метод определения основных марочных параметров угля является дорогостоящим комплексом исследований (около 15 тыс. руб. одна проба), более того, он длительный и, как выясняется, не совсем точный. Поэтому в качестве альтернативного подхода можно предложить метод определения основных марочных параметров углей на основе инфракрасной спектроскопии по ГОСТ 52205-2004 [8]. Сущность данного метода заключается в съемке инфракрасного спектра в области волновых чисел от 4000 до 400 см⁻¹ и обработке спектра по программе, преобразующей значения интенсивностей полос, выбранных для каждого параметра угля, в значения спектральных характеристик, а набор спектральных характеристик - в значения параметров угля. Данный метод предполагает исследование воздушно-сухой аналитической пробы исходного угля без разрушения его структуры, так как не требует дополнительных процедур нагрева, прокаливания или растворения угольной массы, и, следовательно, позволяет наиболее достоверно оценить марочные параметры угля максимально приближенного к его естественному состоянию. Кроме того, метод инфракрасной спектрометрии может использоваться как экспресс-метод, поскольку время, необходимое для анализа одной угольной пробы с определением пяти показателей, включая зольность, составляет 45 минут, и выполняется одним оператором, что делает его еще и более экономичным.

Таким образом, выполненные автором статьи исследования по оценке марки угольного пласта сложного строения выявили слабые места в используемом сегодня для этой цели стандартизованном методе (ГОСТ 25543-2013), и доказали необходимость его усовершенствования или разработки нового. Данные исследования будут продолжаться для совершенствования методики определения марки углей.

Литература

1. Горная энциклопедия [Электронный ресурс] / URL: <http://www.mining-enc.ru/u/ugolnyj-plast/> (Дата обращения 15.12.2017).
2. Геологический словарь в двух томах. Т.2 – изд. 2-е испр. и доп. / М.: Недра – 1978. – с. 456
3. Жемчужников Ю.А., Гинзбург А.И. Основы петрологии углей – Изд-во Академии наук СССР, 1960. – 185 с.
4. ГОСТ 17070-87. Межгосударственный стандарт «Угли. Термины и определения»
5. ГОСТ 25543-2013. Межгосударственный стандарт «Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам (с Поправкой)»
6. Иванов В. П. Способ определения степени восстановленности углей на основе ИК-спектроскопии // Математические методы в оперативном управлении технологическими процессами: сб. науч. работ – Новокузнецк: НФИ КемГУ, 1999. – С.34–36.

**СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ
ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ**

7. Иванов В. П. Комплексная оценка генетических и технологических свойств углей с применением ИК-спектроскопии // Основные направления геологоразведочных и научно-исследовательских работ на твёрдые горючие ископаемые в современных экономических условиях: XIII Всероссийское угольное совещание, 22-25 апреля 2014 г., г. Ростов-на-Дону. – Ростов-на-Дону: ВНИГРИуголь, 2014. – С. 135-138.
8. ГОСТ 52205-2004. Угли каменные. Метод спектрометрического определения генетических и технологических параметров.

**МОНИТОРИНГ РАБОТЫ УСТАНОВКИ КАТАЛИТИЧЕСКОГО РИФОРМИНГА ПРИ УСЛОВИИ
СБАЛАНСИРОВАННОСТИ МЕТАЛЛИЧЕСКОЙ И КИСЛОТНОЙ АКТИВНОСТИ
КАТАЛИЗАТОРА**

Р.М. Дюсова, Г.Ж. Сейтенова

Научный руководитель – профессор Э.Д. Иванчина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Физико-химическая модель процесса каталитического риформинга позволят определять оптимальные технологические условия работы и углеводородный состав перерабатываемого сырья, обеспечивающие повышение эффективности за счет сбалансированности металлической и кислотной активности катализатора, т. е. осуществлять оптимизацию работы промышленного реактора при различных режимах его эксплуатации [1]. Математическая модель построена с учетом дезактивации Pt-катализатора коксом, что позволило разработать способ управления активностью катализатора подачей воды и хлора в реакторы с учетом образования промежуточных продуктов уплотнения [2, 3].

С использованием компьютерной моделирующей системы был проведен мониторинг установки риформинга за период 15.09.14-15.03.15. В табл. 1 приведены основные технологические параметры работы установки (загрузка по сырью, температура в реакторах), фактические данные по октановому числу и выходу риформата, а также результаты расчета на программе.

Таблица 1

Мониторинг работы установки риформинга

Дата отбора	Загрузка, м ³ /ч	Темп.вх.1, °С	Темп.вх.2, °С	Темп.вх.3, °С	Факт. ОЧИ	Расч. ОЧИ	Факт. выход риформата, % мас.	Расч. выход риформата, % мас.
15.09.14	115	492	492	492	96,6	96,9	90,6	89,48
29.09.24	125	494	494	494	96,8	96,6	90,7	89,77
19.01.15	135	494	494	494	96,1	96,1	89	90,15
02.02.15	155	498	498	498	96	95,7	89,8	90,6
16.02.15	145	496	496	496	96	95,9	89,7	90,38
02.03.15	160	499	499	499	96,1	95,7	89,8	90,69
15.03.15	160	497	499	500	96,1	95,8	89,9	90,64

На рис. 1 представлено сравнение октанового числа, рассчитанного на модели и фактического.

Из результатов расчета видно, что октановое число изменяется в незначительных пределах и составляет в среднем 96-96,5 пункта, выход продукта изменяется в интервале 89,5-90,5 % мас. Из рис. 1 также видно, что октановые числа риформата рассчитанные на модели и полученные экспериментальным путем имеют допустимую погрешность расхождения равную 0,5 пп. Все это говорит об адекватности расчетов, производимых на математической модели.

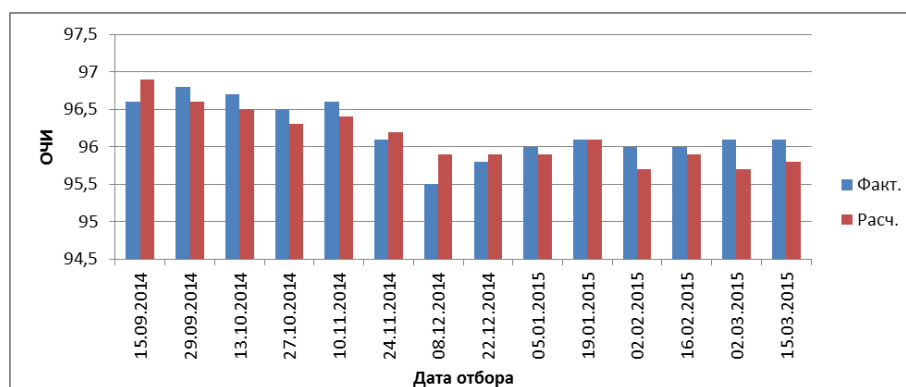


Рис. 1 Сравнение фактического и расчетного октанового числа

С целью достижения сбалансированности кислотной и металлической активности катализатора нами был проведено следующее:

- проанализированы технологические параметры процесса (подача воды, подача хлора, температура процесса) и динамика коксообразования за длительный период времени 14.11.12-14.03.15 гг;
- рассчитана оптимальная подача хлора в реактор каталитического риформинга.

На рис. 2 представлено изменение температуры процесса в зависимости от количества перерабатываемого сырья. Из рис. 2 видно, что имеет место постоянный подъем температуры процесса, для достижения необходимого качества продукта.

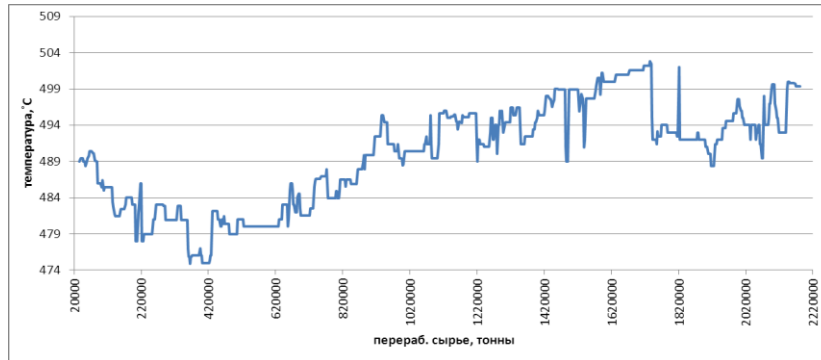


Рис. 2. Изменение температуры процесса

Для достижения сбалансированности металлической и кислотной активности катализатора, при этом интервал расхода хлорорганических соединений должен составлять 0,5–1,3 мг/кг в зависимости от влажности системы, углеводородного состава и расхода перерабатываемого сырья, активности катализатора и технологических режимов работы установки.

Литература

1. Rahimpour M. R., Jafari M., Iranshahi D. Progress in catalytic naphtha reforming process: A review //Applied energy. – 2013. – Т. 109. – С. 79-93.
2. Koksharov A. G. et al. The way of increasing resource efficiency of naphtha reforming under conditions of catalyst acid and metal activity balance by mathematical modeling method //Procedia Engineering. – 2015. – Т. 113. – С. 1-7.
3. Rahimpour M.R., Esmaili S., Bagheri S.A. Kinetic and deactivation model for industrial catalytic naphtha reforming // Iran J Sci Tech Trans B Tech. – 2003. – V. 27 (B2). – P. 279–90.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА КАПЛЕОБРАЗОВАНИЯ ПРИ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКЕ НЕФТИ

Е.Г. Ефимова

Научный руководитель – доцент О.Е. Мойзес

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Процесс обезвоживания при промышленной подготовке нефти включает стадии каплеобразования и отстаивания. Эффективность процесса отстаивания на установках промышленной подготовки нефти (УПН) напрямую зависит от эффективности процесса каплеобразования. Чем лучше прошел процесс коалесценции капель воды, тем лучше пройдет отстаивание. Поэтому важно знать об эффективности влияния различных технологических параметров на процессы отделения воды.

Целью данной работы является изучение и анализ методик расчета размеров капель воды проведение расчетов с применением математической модели.

Анализ литературных данных показывает [1], что существует достаточно большое количество методик для расчета размера капель жидкости в нефтяном потоке:

Метод Слейчера:

$$d = \frac{c \cdot \sigma^{1.2} [1 + 0.7 \cdot (\mu_w \cdot u / \sigma)^{0.7}]}{\mu_c \cdot \rho_c \cdot u^{1.2}}$$

где d_{max} – максимальный диаметр устойчивых капель, м; $c=43$ – эмпирический коэффициент; u – скорость потока, линейная, м/с;

Метод Левича:

$$d = 2\sqrt[3]{2} \left(\frac{\sigma}{k \cdot \rho_c} \right) \frac{D^{0.4}}{u^{1.2}}$$

где k – коэффициент сопротивления, при обтекании капли, σ – поверхностное натяжение, Н·м;

Метод Синайского:

СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ

$$d = 2 \left(\frac{\sigma}{K_f \rho_c} \right)^{\frac{2}{5}} \cdot \left(\frac{D \cdot \rho_c}{\rho_n} \right)^{\frac{2}{5}} \cdot u^{-\frac{6}{5}}$$

где $K_f = 0,4$ – коэффициент сопротивления.

Метод Гусейнова:

$$d = 0,18D \left(\frac{\rho_n}{\rho_c} \right)^{1/7} \left(\frac{1}{u} \sqrt{\frac{2\sigma}{\rho_n \cdot D}} \right)^{6/7}$$

Метод Тронова:

$$d_{max} = 43,3 \cdot \frac{\sigma^{1,5} + 0,7\mu_n \cdot u^{0,7} \cdot \sigma^{0,8}}{u^{2,4} \cdot Re^{0,1} \cdot \nu_{см}^{0,1} \cdot \rho_n \cdot \mu_n^{0,5}}$$

μ_n, μ_n – динамическая вязкость воды и нефти, Па·с; $\nu_{см}$ – вязкость смеси, кинематическая, м; ρ_n – плотность нефти, кг/м³; μ_n – вязкость дисперсной фазы, Па·с;

Метод Васильевой:

$$d = \frac{22 \cdot \sigma}{\rho_c \cdot U^2}$$

где U – критическая скорость потока:

$$U = 2,73 \frac{D^{0,022} \sigma^{0,42} [(\rho_n - \rho_c) \cdot g]^{0,205}}{\mu_n^{0,221} \cdot \rho_n^{0,224}}$$

С учетом найденных зависимостей был разработан программный блок модуля процесса каплеобразования [2] на объектно-ориентированном языке программирования Delphi. На рис. 1 показано диалоговое окно разработанной программы.

Введите значение среднего диаметра капель воды и количество раствора реагента далее нажмите кнопку расчет, и кнопку результаты

Нефть в сепаратор, т/год	212560,8
Газ из сепаратора, т/год	85601,5
Плотность нефтегазовой кг/м3	633,07
Плотность газа, кг/м3	20
Плотность эмульсии, кг/м3	829,51
Нефть из сепаратора, кг/час	400000
Температура, С	15
Температура, С	15
Температура, С	15
Вязкость нефти, П	0,08434
Вязкость воды, П	0,00856
Плотность воды, кг/м3	1044
Плотность нефти, кг/м3	825
Обводненность нефти	0,01
Константа эффективности	0,0001
Поверхностное натяжение, дин/см	10

Введите средний диаметр капель воды на входе ИЗ УСЛОВИЯ:

W, %	1	5	10	15	20	30
D, м	5E-06	10E-06	22E-06	27E-06	36E-06	68E-06

Диаметр: 36E-06

ВВЕДИТЕ КОЛИЧЕСТВО РАСТВОРА РЕАГЕНТА, % масс: 0,002

Плотность эмульсии	827,206163809475
Вязкость эмульсии	0,086606343341731
ПОВЕРХНОСТНОЕ НАТЯЖЕНИЕ	10,1174793025862
ОБЪЕМНАЯ СКОРОСТЬ ПОТОКА	0,134320941951664
Число Рейнольдса	74485,9393858732
Температура	34,331234504734
ДЛИНА МАССООБМЕННОЙ СЕКЦИИ	43,6806334282312
Диаметр коалесцирующей секции	40,7069419878078
Длина коалесцирующей секции	768,750748893013

Методика	Диаметр
Тронов	0,0262846054623336
Синайский	0,0174841448963035
Гусейнов	0,0147796002364494
Левин	0,000777847469725959
Слейвер	0,00310638780957479
Васильев	0,000252352152042976

Рис 1 Диалоговое окно разработанной программы на языке Delphi

С применением разработанного программного блока, проведены исследования влияния технологических параметров (расходы нефти и деэмульгатора) на процесс каплеобразования в подводных трубопроводах установки промышленной подготовки нефти.

Результаты исследования влияния расхода водонефтяной эмульсии на размеры капель воды приведены на рис. 2.

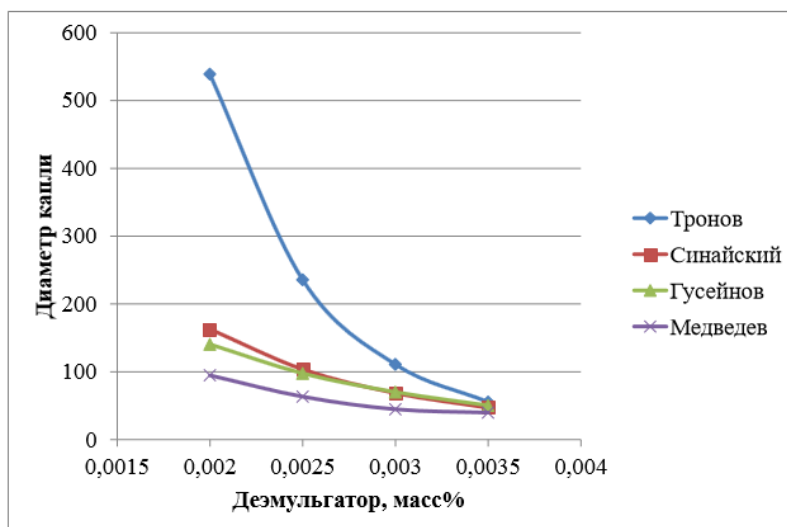


Рис 2 Зависимость диаметра капли воды от расхода дезмульгатора

Из рисунка 2 видно, что диаметр капли уменьшается при увеличении количества раствора реагента-дезмульгатора. По методике Тронова эффективный расход дезмульгатора – 0,0025 масс %, по методикам Синайского, Гусейнова и Медведева – 0,002 масс %.

Результаты, полученные с помощью разработанной математической моделью, не противоречат теоретическим данным о процессе, следовательно, модель адекватна и может использоваться для исследования работы и прогнозирования более эффективных режимов.

Таким образом, данную математическую модель можно использовать для прогнозирования влияния различных технологических параметров на процессы каплеобразования и обезвоживания при промышленной подготовке нефти.

Литература

1. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. – Казань: ФЭН, 2000. – 417 с.
2. Usheva N. V. , Moyzes O. E. , Kuzmenko E. A. , Kim S. F., Khlebnikova E. S. , Gizatullina S. N. , Filippova T. V. Analysis of technological conditions influence on efficiency of oilfield treatment (Article number 012047) // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. - 2015 - Vol. 27. - p. 1-5

ИЗУЧЕНИЕ КАТАЛИТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ НА ОСНОВЕ УЛЬТРАДИСПЕРСНЫХ ПОРОШКОВ ЖЕЛЕЗА В СИНТЕЗЕ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ ПО МЕТОДУ ФИШЕРА-ТРОПША

А.А. Жданов

Научный руководитель – доцент Е.В. Попок

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

У современной российской нефтехимической промышленности существует ряд проблем, решение которых позволит нашей стране занять лидирующие позиции не только в объемах добычи и экспорта сырья, но и по иным технологическим пунктам. Одними из этих пунктов являются экологичность процесса добычи сырья и продуктов, полученных из него, и ресурсоэффективность и экономическая рентабельность применяемых технологий.

В настоящий момент попутный нефтяной газ в большинстве случаев сжигается прямо на месторождении, вместо того, чтобы быть пущенным на дальнейшую переработку. Подобный метод утилизации несёт в себе как экологический ущерб для окружающей месторождение флоры и фауны, так и экономический от потери ценного сырья. Несмотря на огромные запасы углеводородного (УВ) сырья на территории России, данный подход никак нельзя назвать технологически адекватным и ресурсоэффективным.

В данной работе предлагается в перспективе для переработки попутного нефтяного газа использовать синтез Фишера-Тропша (СФТ) с целью получения экологически чистого и многофункционального химического продукта, имеющего большую экономическую рентабельность, чем сам попутный нефтяной газ. СФТ предполагается осуществлять на катализаторах на основе ультрадисперсных порошков железа (УДП-Fe), полученных методом электрического взрыва проводника [1]. Применение данной технологии позволит получать продукты высокого качества для использования в качестве топлива на самих месторождениях, внутреннего потребления химической промышленности России или экспорта. СФТ позволит подбором режимных параметров получать продукты различного состава, что также является одним из его важных качеств.

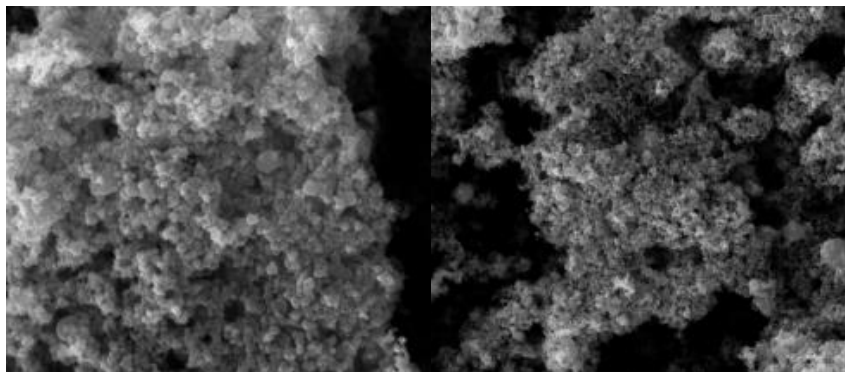


Рис. 1 Снимки поверхности УДП-Fe, сделанные с помощью сканирующего электронного микроскопа Quanta 200 3d

В настоящий момент на кафедре Химической технологии топлива и химической кибернетики Томского политехнического университета (ТПУ) получен большой объем данных о каталитической активности УДП-Fe. Основу катализатора предоставляют сотрудники Лаборатории №12 Инженерной школы новых производственных технологий ТПУ. Данные, собранные за последние три года исследований касаются температурных границ эффективной работы катализатора, основных групп продуктов, получаемых в ходе синтеза, его термической и эксплуатационной устойчивости. В настоящее время работы связаны с исследованием влияния времени контакта при различных температурных условиях на протекание и продукты СФТ.

Исследования состоят из нескольких серий опытов: при определенной температуре (250, 260 или 270°C) путем установки объемных расходов смеси CO и H₂ 100 и 200 или 30 и 60 нмл/мин достигаются времена контакта в 2 и 6,5 сек соответственно. Для проведения синтеза предварительная активация катализатора не требуется. Загруженный внутрь реактора (рис. 2) катализатор прогревается в токе синтез-газа, и приблизительно через час начинает образовываться жидкий продукт. Для хроматографического анализа продуктов СФТ не требуется большой объем пробы, поэтому продолжительность синтеза составляет порядка 6 часов.

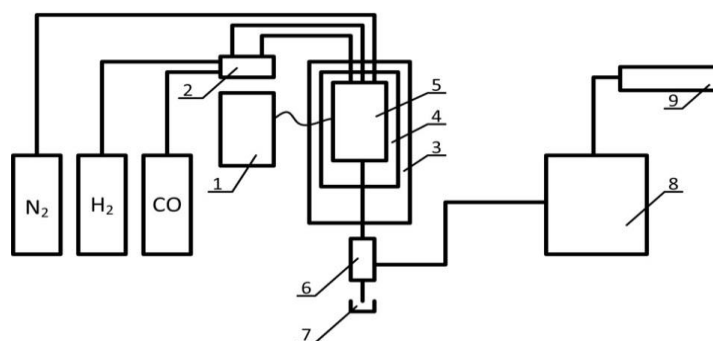


Рис. 2 Технологическая схема лабораторной каталитической установки: 1 – регулятор температур; 2 – блок дозирования газов; 3 – термошкаф; 4 – рубашка реактора; 5 – реактор; 6 – сепаратор; 7 – приёмник; 8 – хроматографический комплекс; 9 – вытяжка

Таблица 1

Содержание побочных продуктов СФТ при различных температурах и временах контакта

Компонент	Концентрация, % об.					
	При 250 °С		При 260 °С		При 270 °С	
	2 сек.	6,5 сек.	2 сек.	6,5 сек.	2 сек.	6,5 сек.
Двуокись углерода	1,223	1,012	2,117	1,426	3,900	2,286
Метан	7,522	9,215	8,670	8,189	11,500	10,177

Таблица 2

Степень конверсии CO в ходе СФТ при различных температурах и временах контакта

Время контакта, сек.	Степень конверсии CO, %		
	При 250 °С	При 260 °С	При 270 °С
	2	14,269	21,477
6,5	38,829	38,299	43,176

Из таблицы 2 видно, что степень конверсии увеличивается с повышением температуры синтеза, и её максимальные значения достигнуты при времени контакта в 6,5 сек. Однако значения концентраций побочных

продуктов СФТ (CH_4 и CO_2) с повышением температуры также возрастает. Стоит также отметить, что при наибольшем времени контакта концентрации побочных продуктов меньше в своих значениях, чем при времени контакта в 2 сек. Неожиданно высокое значение концентрации метана при 250°C и времени контакта в 6,5 сек можно объяснить ошибкой во время проведения хроматографического анализа.

Однозначно утверждать о наиболее предпочтительном режиме проведения СФТ по имеющимся данным не представляется возможным. Для точного ответа на данный вопрос необходимы эксперименты на получение большого объема жидкого продукта, с целью анализа абсолютных значений по данному параметру. Также необходимы групповой, компонентный и фракционный составы продуктов. Т.к. первоочередная цель использования продукта – моторное топливо, данные по составу продукта являются определяющими.

Дальнейшие исследования будут направлены на исследования более высоких температур синтеза, проверку продуктов СФТ в исследуемом интервале времен контакта (2 и 6,5 сек определены как крайние значения) и получение больших объемов продукта.

Литература

1. Popok E. V. et al. Electro-explosive iron powders as a catalyst of synthesis liquid hydrocarbons from CO and H_2 in Fischer-Tropsch process // Petroleum & Coal. – 2016. – Т. 58. – №. 7. – p. 721-725.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ НА ШЕЛЬФОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Ю.С. Золотуева

Научный руководитель – доцент Е.В. Попок

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

В настоящее время развитие современного общества подразумевает постоянное наращивание потребления энергетических ресурсов, в том числе традиционных, таких как нефть и газ. Освоение морских месторождений позволит повысить ежегодную морскую добычу нефти до 1000- 1200 млн. т, газа до 400-500 млрд.м³, что составит около 40 % от общемировой добычи. В начале 90-х гг. поиском морских месторождений углеводородов и их эксплуатацией занимались более 100 государств.

Особое место занимает шельф Северного Ледовитого океана – арктический шельф. Россия располагает самым обширным в мире шельфом (22 % от общемировой площади), причем большая его часть относится к арктическому шельфу. Это самый широкий шельф Мирового океана. Уже сейчас, несмотря на недостаточную изученность арктического шельфа России, можно говорить о наличии на нем многих полезных ископаемых: углеводородов (нефть, газ, газоконденсат), каменного угля, россыпей твердых полезных ископаемых. Наибольшее значение имеют шельфовые месторождения углеводородов, алмазов, золота.

Объектом исследования является система подготовки нефти нефтедобывающих платформ, расположенных на арктическом шельфе. Для разработки математической модели использовалась среда моделирования Aspen HYSYS.

На рисунке 1 представлена принципиальная технологическая схема системы подготовки нефти нефтедобывающей платформы, выполненной в среде моделирования Aspen HYSYS.

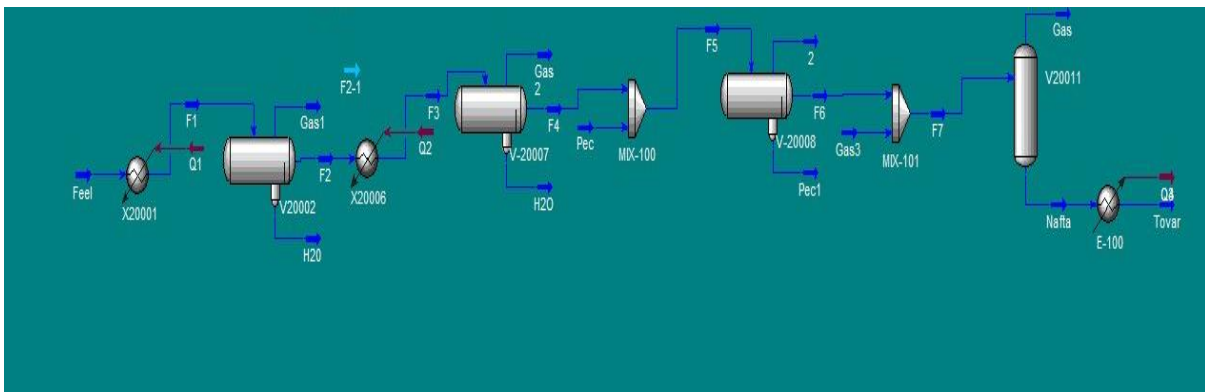


Рис. 1 Схема промышленной подготовки нефти без замерного сепаратора

Процесс подготовки нефти в эксплуатационно-технологическом комплексе МЛСП заключается в последовательном ступенчатом отделении от нее основного количества сопутствующего газа и свободной воды в сепараторах гравитационного типа, глубоком обезвоживании под действием электрического поля в электродегидрататорах и очистке от сероводорода отдувочным газом в стриппинг-колонне.

Основными процессами, происходящими при подготовке нефти, являются теплообмен, гравитационная седиментация (отстой), электродегидратация (коалесценция), отдувка растворенного сероводорода [6]

**СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ
ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ**

Система подготовки нефти предназначена для обработки поступающего от добывающих скважин пластового флюида. В ходе подготовки осуществляется отделение от нефти попутного газа и пластовой воды, очистка нефти от сероводорода и стабилизация.

Следующим этапом работы была модернизация технологической схемы. В технологическую установку будет включен замерной сепаратор, который способен заменить сепаратор 1 ступени V20002.

Замерной сепаратор в действующей технологической схеме используется только на периодической основе для измерения дебета добывающих скважин, при этом его конструкция полностью повторяет конструкцию сепаратора 1 ступени. Для увеличения производительности системы подготовки нефти и увеличения общей добычи нефти предлагается рассмотреть и смоделировать параллельную работу сепаратора первой ступени и замерного сепаратора. Технологическая схема данного режима работы представлена на рисунке 2.

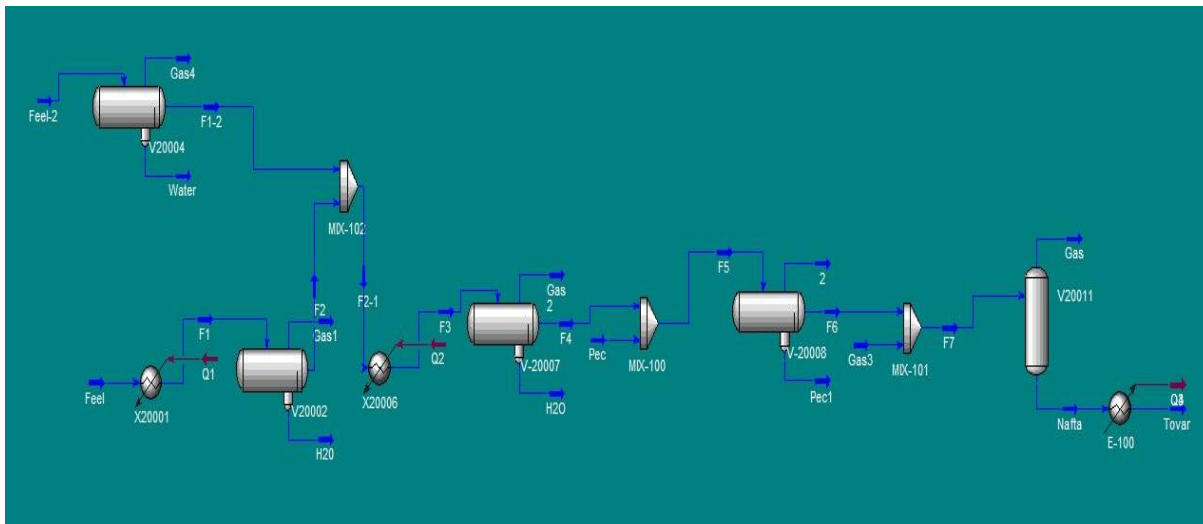


Рис. 2 Схема промышленной подготовки нефти с включением замерного сепаратора

Изменение технологической установки не привело к значительным изменениям, содержание механических примесей, H_2S , CO_2 , N_2 в нефти минимально, H_2O практически отсутствует. В соответствии с техническими требованиями ГОСТ Р 51858-2002 нефть является товарной. Анализ возможности включения в технологическую схему замерного сепаратора V20004 в качестве сепарации 1 ступени показал, что замерной сепаратор справляется с поставленной задачей и установка работает.

Моделирование технологической схемы и включения замерного сепаратора, в качестве сепаратора 1 ступени, позволяет определить эффективность работы оборудования, но также требуется дополнительно провести расчет пропускной способности трубопровода. Пропускную способность, при известных давлениях p_H и p_K можно определить аналитическим решением, для заданного гидравлического режима можно получить, решив данное уравнение:

$$Q = 2^{-m} \sqrt{\frac{(p_H - p_K + (z_H - z_K) \cdot \rho \cdot g) \cdot D^{5-m}}{1,02 \cdot \beta \cdot v^m \cdot L_p}}$$

Если режим течения не известен, то для определения Q задаются значением коэффициентов β и m , а после проверяют соответствие принятого режима течения полученному расходу. Если полученный расход не соответствует принятому режиму, то принимают коэффициенты β и m для следующего режим течения, снова определяют Q и делают проверку.

В результате проведенных расчетов было определено, что оборудование установки подготовки нефти способно без дополнительных изменений работать в режиме совместного использования замерного сепаратора и сепаратора первой ступени. В этом случае качественные показатели товарной нефти снижаются незначительно, а имеющиеся в системе трубопроводы выдерживают объединенный поток нефти без изменения режима течения жидкости.

Литература

1. Шамсуллин Р.М., Егоров И.Ф., Бандалетов В.Ф., Косяков К.Ю. МЛСП «Приразломная»: опыт освоения арктического шельфа России// Издательство: Общество с ограниченной ответственностью "Камелот Паблишинг".М. -2015. - 96-99 с.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГРУППОВОГО СОСТАВА ВАКУУМНОГО ГАЗОЙЛЯ

И.В. Зырянова, Г.Ю. Назарова

Научный руководитель – доцент Н.С. Белинская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Актуальность углубления переработки нефти всё более возрастает в связи с возрастанием спроса, со снижением прироста добычи нефти, увеличением затрат на добычу и транспортировку. Ограниченность запасов «традиционной нефти» ведёт к необходимости вовлечения в переработку тяжёлых и битумных нефтей [1,2].

Повышение эффективности переработки тяжелых нефтяных остатков в светлые нефтепродукты на сегодняшний день является важной задачей [3]. С целью её решения в структуру переработки процесс гидрокрекинга вакуумных газойлей, который, являясь вторичным процессом, позволяет выпускать широкий ассортимент продуктов. Заключается он в переработке легких и тяжелых дистиллятов первичной переработки в смеси с водородсодержащим газом на комплексных катализаторах.

Увеличение глубины переработки нефти, повышение качества выпускаемых нефтепродуктов, а также вовлечение в нефтепереработку всё более тяжелой и высокосернистой нефти обуславливает рост мощностей гидрокрекинга [4]. Продуктами гидрокрекинга вакуумного газойля по фракционному составу являются: углеводородный газ, бензиновая, керосиновая и дизельная фракции и остаток гидрокрекинга (фракция с началом кипения выше 360°C). Одним из основных направлений процесса является производство керосиновой и дизельной фракции.

Выход продуктов и их свойства зависят от состава сырья, условий проведения процесса гидрокрекинга и используемых катализаторов. В полученных гидрокрекингом керосиновой и дизельной фракциях наблюдается низкое содержание серы. Кроме того, керосиновая фракция характеризуется большим значением высоты некопящего пламени, а дизельная фракция – высоким цетановым числом. Таким образом, керосиновая и дизельная фракции удовлетворяют практически всем требованиям, предъявляемым к товарным продуктам, что делает их наиболее ценными продуктами гидрокрекинга [5].

Типичным сырьем для гидрокрекинга является вакуумный газойль, получаемый вакуумной дистилляцией мазута. Вакуумный газойль при комнатной температуре представляет собой вязкую массу темно-коричневого цвета с зеленоватым оттенком плотностью более 0,9 г/см³, имеет температуру начала кипения около 360°C, а температуру конца кипения около 540°C что соответствует углеводородам C₁₆-C₅₀. С химической точки зрения вакуумный газойль представляет собой сложнейшую смесь различных углеводородов и гетероциклических соединений серы и азота, в силу этого традиционные аналитические методики не позволяют получить детальную информацию о его составе [4].

В процессе гидрокрекинга происходят следующие превращения:

- гидроочистка – из сырья удаляются серо- и азотсодержащие соединений;
- расщепление тяжелых молекул углеводородов на более мелкие;
- насыщение водородом непредельных углеводородов.

Целью работы является определение группового состава вакуумного газойля.

В основу методики положен ускоренный адсорбционный метод определения группового углеводородного состава нефтяных фракций. Однако оптимальные условия адсорбционного разделения изменены применительно к анализу широких фракций нефтей, содержащих значительные количества высокомолекулярных ароматических и смолистых компонентов.

Десорбцией при помощи растворителей с различной полярностью последовательно выделены следующие фракции:

Парафиново-нафтеносодержащие углеводороды – G_п;
Ароматические углеводороды (моно- и бициклические, включающие нафтеносодержащие ароматические структуры) – G_а;

Полициклические ароматические углеводороды (бензолные смолы); спиртобензолные смолы – G_{см};

Порядок расчета [6]: Содержание каждого компонента, вес. %:

$$G = \frac{100 \cdot a}{A} \quad (1)$$

где a – масса определяемого компонента, г;

A – масса навески, г.

Допустимые расхождения (относительно среднего арифметического) при определении содержания групповых компонентов составляют ±10%.

В ходе эксперимента были исследованы образцы сырья 1 и 2 линии установки двухступенчатого гидрокрекинга вакуумного газойля для следующих дат: 11.03.17., 21.03.17., 31.03.17., 10.04.17., 20.04.17., 30.04.17.

Результаты расчетов приведены в таблицах 1 и 2.

Среднее содержание вес. %: парафины+нафтены составляет 63,08; для ароматики – 29,00; для смол – 7,92.

По полученным данным видно, что сырье 1 и 2 линии слабо различается по составу. Так в сырье линии 1 содержится на 0,69 вес. % больше, чем в сырье линии 2. В сырье линии 2 больше: на 0,60 вес.% ароматических соединений; на 0,09 вес.% смол.

Состав сырья непосредственно влияет на качество и выход продуктов, а также на процессы коксообразования на катализаторе. Коксообразование зависит от реакций конденсации. Конденсация ароматических ядер дает полициклические ароматические углеводороды высокого молекулярного веса. Большое содержание смол

**СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ
ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ**

приводит к увеличенному коксообразованию на катализаторе, что вызывает понижение производительности установки.

Таблица 1

Групповой состав сырья линии 1

	11.03.17	21.03.17	31.03.17	10.04.17	20.04.17	30.04.17
Гп, вес. %	62,88	61,96	62,38	62,86	62,48	62,27
GA, вес. %	29,44	30,46	28,58	29,23	28,60	29,85
Гсм, вес. %	7,68	7,57	9,04	7,87	7,92	7,88
Сумма, вес. %	100	100	100	100	100	100

Среднее содержание вес. %: парафины+нафтены составляет 62,39; для ароматики – 29,60; для смол – 8,01.

Таблица 2

Групповой состав сырья линии 2

	11.03.17	21.03.17	31.03.17	10.04.17	20.04.17	30.04.17
Гп, вес. %	64,66	62,11	63,07	62,67	61,71	61,25
GA, вес. %	27,38	27,92	29,78	30,30	29,57	30,48
Гсм, вес. %	7,96	7,97	7,14	7,03	8,73	8,27
Сумма, вес. %	100	100	100	100	100	100

Таким образом, исследование состава сырья процесса гидрокрекинга (вакуумного газойля) в дальнейшем будут использованы для разработки формализованной схемы превращений углеводородов в процессе гидрокрекинга, которая станет основой математической модели, применимой для оптимизации, контроля катализатора и повышения эффективности процесса гидрокрекинга вакуумного газойля.

Литература

1. Мальцева А.Г., Гарифуллина Э.В. Технологии глубокой переработки нефти: каталитический крекинг и гидрокрекинг // Научный электронный архив. URL: <http://www.econf.rae.ru/pdf/2014/12/3971.pdf> (дата обращения: 18.01.2018).
2. Францина Е.В., Белинская Н.С., Луценко А.В., Майлин М.В., Афанасьева Д.А. Влияние технологических параметров процесса каталитической депарафинизации среднестиллятных фракций на его эффективность // Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний. – 2017. – №11. – С. 25-31.
3. Францина Е.В., Афанасьева Д.А., Иванчина Э.Д., Ивашкина Е.Н., Белинская Н.С. Прогнозирование увеличения сырьевой базы процесса каталитической депарафинизации методом математического моделирования // Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний. – 2017 – №. 3. – С. 33-41.
4. Дик П.П. NiMo катализаторы гидрокрекинга вакуумного газойля, обеспечивающие высокий выход дизельной фракции: Дис. ... канд. хим. наук. - Новосибирск, 2017 г. – 136 с.
5. Дик П.П. Гидрокрекинг вакуумного газойля на NiMo/AAС-Al₂O₃ катализаторах, приготовленных с использованием лимонной кислоты: влияние температуры термообработки катализатора // Катализ в промышленности. – 2017. – Т. 17. – № 5. – С. 359-372.
6. Богомолов А.И., Темянко М.Б., Хотынцева Л.И. Современные методы исследования нефтей (справочно-методическое пособие). – Л.: Недра, 1984. – с. 153-156.

**ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРЕВРАЩЕНИЯ СЕРНИСТЫХ СОЕДИНЕНИЙ В
ПРОЦЕССЕ ГИДРООЧИСТКИ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА**

Е.Р. Кислицкая

Научный руководитель – доцент Е.В. Попок

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Изначально нефть в своем составе содержит значительное количество соединений серы, азота и кислорода. На стадии первичной переработки, когда нефть разделяют на фракции, эти соединения переходят в нефтяные дистилляты.

В нефтепродуктах встречаются сернистые соединения следующих классов [1]:

1. Меркаптаны (RSH)
2. Сульфиды (RSR)
3. Дисульфиды (RSSR)
4. Тиофены

Повышенное содержание данных веществ оказывает негативное воздействие на аппаратуру, вызывая ее коррозию, повышает токсичность топлива тем самым, снижая его качество [2]. Также серо-, кислород- и азотосодержащие соединения негативно влияют на дальнейшей стадии переработки, отравляя катализаторы, ухудшая качество и выход целевых продуктов

Наилучшим способом избавиться от нежелательных соединений является процесс гидроочистки, который проводится в среде водорода при высоком давлении и температуре в присутствии катализатора.

Гидроочистка дизельного топлива, с общим содержанием серы 1,1% масс, проводилась на каталитической установке для исследования процессов в условиях повышенных давлений при заданных температурах: 340°C, 360°C и 380°C. Для определения концентрации серы в исходном дизельном топливе и гидрогенезате использовали спектрофотометр СРЕКТРОСКАН-S. Данный прибор, предназначен для измерения отношений двух потоков оптического излучения, один из которых – поток, падающий на исследуемый образец, другой – поток, испытавший то или иное взаимодействие с образцом. Позволяет производить измерения для различных длин волнооптического излучения, соответственно в результате измерений получается спектр отношений потоков.

В результате трех экспериментов при различных температурных условиях получили три зависимости изменения общего содержания серы от времени процесса гидроочистки, которые представлены на рис.1.

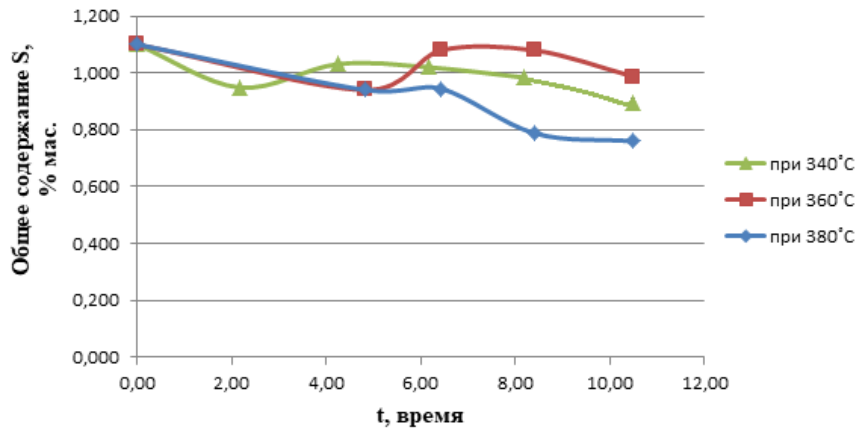


Рис 1 Зависимость общего содержания серы от времени гидроочистки при различных температурах процесса

Глядя на график видно, что с изменением времени во всех трех экспериментах, общее содержание серы уменьшается.

Максимальная степень извлечения серы:

- при 340°C – 69%,
- при 360°C – 83,5%,
- при 380°C – 89,5%.

Затем был изучен механизм процесса гидроочистки (рис. 2) и проведен расчет термодинамических параметров реакций превращения сернистых соединений, таких как энтальпия, энергия Гиббса и энтропия, при $t = 360^\circ\text{C}$ и $p = 3,5\text{ МПа}$ с помощью квантово-химических методов расчета (табл.1).

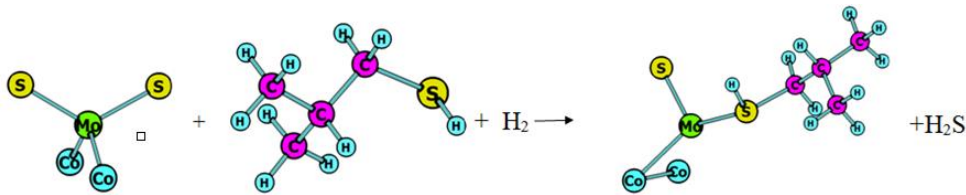


Рис 2. Предположительный механизм гидроочистки для меркаптанов

Таблица 1

Расчет термодинамических параметров для различных классов сернистых соединений

Класс соединений	ΔH , кДж/моль	ΔG , кДж/моль	ΔS , кДж/моль
меркаптаны (изобутилмеркаптан)	-284.89	-139.38	-112.78
сульфиды (тиациклогексан)	-272.27	-133.81	-112.98
дисульфиды (диэтилдисульфид)	-314.10	-148.44	-136.10
тиофен	-231.12	-104.40	-100.20

Также проводился расчет термодинамических параметров в реакциях с бензотиофенами, так как данный класс веществ является типичным для дизельного топлива, при аналогичных условиях $T = 360^\circ\text{C}$ и $P = 3,5\text{ МПа}$ (рис.3 и табл.2).

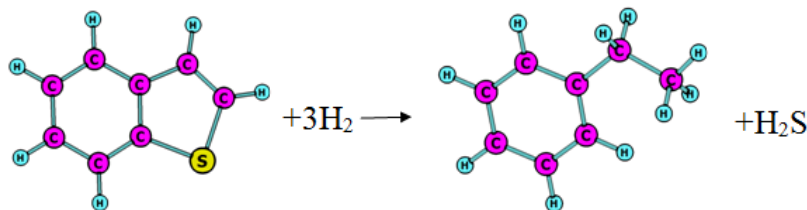


Рис 3. Реакция гидроочистки для бензотиофена

Таблица 2

Расчет термодинамических параметров для бензотиофенов

я	ΔH , кДж/моль	ΔG , кДж/моль	ΔS , кДж/моль
бензотиофен	-192,28	-105,20	167,24
2-метилбензотиофен	-182,19	-88,84	158,42
3-метилбензотиофен	148,93	243,23	156,92
4-метилбензотиофен	-194,31	-100,59	157,83
5-метилбензотиофен	-198,91	-108,22	162,64
6-метилбензотиофен	-203,37	-97,79	139,07
7-метилбензотиофен	-199,15	-96,57	143,81

В результате исследования были получены зависимости изменения общего содержания серы от времени и термодинамические параметры реакций процесса гидроочистки, такие как энтальпия, энергия Гиббса и энтропия.

Литература

1. Большаков Г.Ф. Сераорганические соединения нефти. Новосибирск: Наука, 1986. 246 с.
2. Орочко Д.И. Гидрогенизационные процессы в нефтепереработке. - М.:Химия,1971.-352с.

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ РАСЧЕТА ФРАКЦИОННОГО СОСТАВА БЕНЗИНОВ И ИХ КОМПОНЕНТОВ ПО УГЛЕВОДОРОДНОМУ СОСТАВУ

М.С. Костень, М.В. Киргина

Научный руководитель – доцент М.В. Киргина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Современные требования к товарным бензинам предполагают нормирование множества экологических, эксплуатационных и иных параметров. Соответствие свойств товарного бензина предъявляемым требованиям является необходимым условием для его сертификации и последующей продажи, следовательно, оно определяет целесообразность запуска бензина в производство.

Одной из основных характеристик товарных автомобильных бензинов является испаряемость. Испаряемость бензина оценивается показателями летучести: давлением насыщенных паров (ДНП) и фракционным составом. Экспериментальные методы определения фракционного состава товарных автомобильных бензинов находят широкое применение в лабораториях химического анализа, однако все они требуют наличия образца исследуемого товарного бензина, который, при планировании производства, зачастую еще не получен.

Поскольку производство товарных бензинов сложный, крупнотоннажный, многостадийный процесс, запускать его без твердой уверенности в качестве предполагаемого продукта чревато большими экономическими потерями. В этих случаях незаменимыми являются методы прогнозного расчета свойств товарных бензинов, в частности, фракционного состава.

В работе представлена методика расчета фракционного состава товарных бензинов по индивидуальным углеводородным составам компонентов, а также сравнение расчетных результатов с экспериментальными данными. В качестве исходных данных в работе были использованы хроматограммы образцов товарных бензинов и их экспериментально определенный фракционный состав (таблица 1).

Для экспериментального определения фракционного состава использовалась установка автоматического определения фракционного состава PАС OptiDist, определение осуществлялось по ГОСТ 3900-85 «Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности». Расчет фракционного состава товарных бензинов проводился с использованием предлагаемой методики в рамках программного комплекса «Compounding», разработанного на кафедре Химической технологии топлива и химической кибернетики Томского политехнического университета.

ГОСТ 32513-2013 «Топлива моторные. Бензин неэтилированный. Технические условия» устанавливает требования к следующим параметрам фракционного состава бензинов:

- Объемная доля испарившегося бензина (% об.) при температурах 70, 100 и 150 °С;
- Температура конца кипения смеси, °С.

Таблица 1

Результаты экспериментального определения фракционного состава товарных бензинов

Доля отгона, % об.	Температура отгоняемых паров, °С					
	Образец 1	Образец 2	Образец 3	Образец 4	Образец 5	Образец 6
5	29,25	29,80	31,40	31,15	31,05	31,90
10	37,25	32,10	39,70	40,90	40,45	39,75
20	47,70	46,80	53,10	49,20	49,05	48,85
30	62,30	61,25	66,10	62,25	62,35	61,85
40	75,85	74,75	76,30	74,10	74,25	73,45
50	93,30	92,05	89,60	89,25	90,50	88,65
60	110,05	109,40	105,75	107,05	108,75	106,60
70	124,10	124,10	120,20	124,30	125,85	124,20
80	141,30	141,30	133,00	142,65	144,65	142,85
90	162,80	162,70	150,10	164,60	166,30	164,85
T к.к., °С	204,75	205,90	191,65	207,45	204,10	207,15

Таблица 2

Фракционный состав товарных бензинов в соответствии с требованиями ГОСТ 32513-2013 «Топлива моторные. Бензин неэтилированный. Технические условия»

Температура, °С	Требования, предъявляемые к бензинам	Доля отгона при заданной температуре, % об.					
		образец 1	образец 2	образец 3	образец 4	образец 5	образец 6
70	15-48 % об. (класс А, В) 15-50 % об. (остальные классы)	35,68	36,48	33,82	36,54	36,43	37,03
100	40-70 % об.	54,00	54,58	56,44	56,04	55,21	56,32
150	не менее 75 % об.	83,97	83,87	89,95	83,52	82,50	85,33
T к.к.	не выше 215 °С	204,75	205,90	191,65	207,45	204,10	207,15

Углеводородный состав бензинов был определен экспериментально на хроматографе Кристалл 2000 М согласно требованиям, изложенным в ГОСТ Р 52714-2007 «Бензины автомобильные. Определение индивидуального и группового углеводородного состава методом капиллярной газовой хроматографии». Расчет фракционного состава бензинов по углеводородному составу проводился по следующему алгоритму:

1. В справочных данных [2] были найдены температуры кипения 110 компонентов, используемых при расчете в программе «Compounding».
2. На основе данных по углеводородному составу образцов были рассчитаны содержания каждого компонента в смеси в % об.
3. Компоненты были отсортированы в порядке увеличения их температур кипения.
4. Нарастающим итогом был рассчитан объемный процент смеси, который затем был соотнесен с температурами кипения компонентов.
5. Были построены графики зависимости доли отгона смеси от температуры кипения. Полученные зависимости были описаны корреляционными уравнениями – полиномами 4-го порядка, представленными в таблице 3.

По полученным уравнениям была рассчитана доля испарившегося бензина при температурах 70, 100 и 150 °С для каждого образца. Полученные результаты сравнили с результатами экспериментального определения фракционного состава (таблицы 4,5).

Таблица 3

Корреляционные уравнения

№ образца	Корреляционная кривая	Коэффициент достоверности аппроксимации
Образец 1	$y = 4E-09x^4 - 1E-05x^3 + 0,0026x^2 + 0,4162x + 8,1162$	0,9868
Образец 2	$y = -2E-08x^4 - 5E-06x^3 + 0,0023x^2 + 0,3349x + 8,4275$	0,9837
Образец 3	$y = -1E-08x^4 - 8E-06x^3 + 0,0029x^2 + 0,3538x + 5,0558$	0,9869
Образец 4	$y = -3E-09x^4 - 1E-05x^3 + 0,0023x^2 + 0,4399x + 12,61$	0,9524
Образец 5	$y = 2E-08x^4 - 2E-05x^3 + 0,0026x^2 + 0,4447x + 6,7816$	0,9912
Образец 6	$y = 2E-08x^4 - 2E-05x^3 + 0,0027x^2 + 0,4643x + 6,6105$	0,9916

Таблица 4

Результаты сравнительного анализа расчетных и экспериментальных характеристик фракционного состава

Параметр	Образец 1			Образец 2			Образец 3		
	Эксп.	Расчет	Δ абс.	Эксп.	Расчет	Δ абс.	Эксп.	Расчет	Δ абс.
Доля отгона, % об. при:									
70 °С	35,68	46,66	10,97	36,48	40,95	4,46	33,82	41,05	7,22
100 °С	54,00	66,14	12,14	54,58	57,92	3,34	56,44	60,44	4,00
150 °С	83,97	97,32	13,35	83,87	83,41	0,45	89,95	91,31	1,37
T к.к., °С	204,75	204,05	0,70	205,90	211,90	6,00	191,65	179,76	11,89

**СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ
ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ**

Таблица 5

Результаты сравнительного анализа расчетных и экспериментальных характеристик фракционного состава

Параметр	Образец 4			Образец 5			Образец 6		
	Эксп.	Расчет	Δ абс.	Эксп.	Расчет	Δ абс.	Эксп.	Расчет	Δ абс.
Доля отгона, % об. при:									
70 °С	36,54	51,17	14,63	36,43	44,27	7,84	37,03	45,96	8,94
100 °С	56,04	69,30	13,26	55,21	59,25	4,05	56,32	62,04	5,72
150 °С	83,52	95,08	11,56	82,50	74,61	7,89	85,33	79,63	5,70
T к.к., °С	207,45	192,16	15,29	204,10	212,23	8,13	207,15	209,60	2,45

Анализ погрешностей предлагаемой методики представлен в таблице 6.

Таблица 6

Результаты анализа погрешностей предлагаемой методики

Параметр	Среднее значение Δ абс.
Доля отгона, % об. при:	
70 °С	9,01
100 °С	6,07
150 °С	5,76
T к.к., °С	6,35

Анализ погрешностей показал, что значения погрешностей приемлемы для практического применения методики. Результатом проведенного исследования стало внедрение предложенной методики в программный комплекс «Compounding».

Литература

1. Рид Р., Праусниц Д., Шервуд Т. Свойства газов и жидкостей: Справочное пособие/Пер. с англ. под ред. БИ Соколова. –3-е изд., перераб. и доп //Л.: Химия. – 1982. – Т. 592.

**УЛЬТРАДИСПЕРСНЫЕ ПОРОШКИ НА ОСНОВЕ ЖЕЛЕЗА КАК КАТАЛИЗАТОРЫ СИНТЕЗА
ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ ИЗ СО И Н₂**

Л.А. Лисовская

Научный руководитель – доцент Е.В. Попок

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Постоянное ужесточение экологических требований в отношении нефтедобывающих предприятий обуславливает поиск и развитие технологий, позволяющих перерабатывать попутные нефтяные газы в ценные химические продукты и высококачественные топлива (Gas to liquid processes, GTL). Не менее важным вопросом в условиях поиска альтернативных источников энергии является переработка твердых горючих ископаемых и биомассы в жидкие топлива. Синтез Фишера-Тропша (синтез жидких углеводородов из смеси оксида углерода и водорода или иначе «синтез-газа») является второй стадией переработки альтернативных источников углеводородов (попутного газа, угля, биомассы и т.д.) при получении в получении топливных фракций. Данная стадия является важнейшей для всего процесса, так как определяет выход и состав образующихся углеводородов, а также необходимость и способ их облагораживания.

Чрезвычайно важным этапом проектирования установки GTL является подбор высокопроизводительной каталитической системы, позволяющей не только обеспечивать высокие степени конверсии исходных газов, но и необходимую селективность по целевым продуктам [1]. В качестве катализаторов в синтезе Фишера-Тропша нашли применение металлы VIII группы – железо, кобальт, никель, рутений [2].

Целью данной работы являлось изучение каталитической активности ультрадисперсных порошков железа, полученных методом электрического взрыва проводника в среде оксида углерода, в синтезе жидких углеводородов по методу Фишера-Тропша.

Первоначально все порошки подвергались таблетированию под давлением 20 МПа с применением в качестве связующего вещества раствора поливинилового спирта 8 % масс. Время выдержки образцов под давлением составляло 20 секунд. Для исследования отбиралась фракция катализатора 0,5-1 мм.

Исследования проводились на каталитической установке, работающей при повышенном давлении, схема которой представлена на рисунке 1.

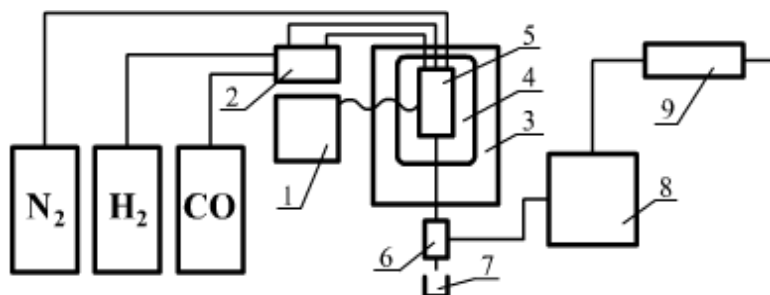


Рисунок 1. Схема каталитической установки: 1 – регулятор температуры, 2 – блок дозирования газов, 3 – термошкаф, 4 – рубашка реактора, 5 – реактор, 6 – сепаратор, 7 – приёмник, 8 – хроматографический комплекс, 9 – вытяжка.

Объем загружаемого катализатора составлял 6 см³, суммарный расход реагентов – 300 мл/мин. Условия синтезов: давление 1,5 МПа, температурный интервал 220-250 °С, соотношение реагентов Н₂: СО 2:1. Длительность каждого опыта составляла не менее 6 час с момента установления стационарного режима. Газообразные продукты синтеза анализировались непосредственно во время проведения опытов на хроматографическом комплексе «Кристалл 5000». Жидкие продукты синтеза подвергались анализу по ГОСТ Р 52714-2007 «Бензины автомобильные. Определение индивидуального и группового углеводородного состава методом капиллярной газовой хроматографии».

После загрузки реактор катализатор просушивался при температуре 120 °С в среде азота для удаления химически несвязанной воды с поверхности активных центров катализатора. Опыты проводились в два этапа: на первом этапе проводился синтез жидких углеводородов с предварительным восстановлением катализатора в среде водорода в течение 6 часов при 300 °С.

Проводилась серия опытов без предварительного восстановления, после прогрева катализатора в токе азота при температуре 120 °С, начало синтеза контролировалось по составу газа, выходящего из реактора. Жидкие продукты синтеза начинали собираться в секции сбора жидкости вертикального сепаратора при температуре 250 °С, общая степень превращения оксида углерода в данном случае составляла не более 10 %. Дальнейшее увеличение температуры привело к увеличению общей степени конверсии, но при этом также произошло увеличение побочных продуктов. Результаты описываемых опытов приведены в таблице 1.

Таблица 1

Результаты опытов без восстановления катализатора

Компонент	Концентрация, % об		
	T = 250 °С	T = 260 °С	T = 270 °С
Оксид углерода	30,1	28,0	24,9
Диоксид углерода	1,2	2,1	3,9
Метан	7,5	8,6	11,5
УВ C ₂ -C ₅	0,4	0,9	1,1
	Выход жидкости в расчете на 1 м ³ переработанного синтез-газа, г		
	40,5	50,7	55,3

Качественный анализ углеводородной жидкости показал, что в смеси преобладают ароматические и изопарафиновые углеводороды, с количеством атомов углерода от 6 до 9. Состав смеси жидких углеводородов приведен в таблице 2.

Таблица 2

Состав смеси жидких углеводородов синтеза

Группа веществ	Парафины	Изопарафины	Ароматические УВ	Нафтены	Олефины
Концентрация	17,7	25,7	27,2	18,4	10,8

Среди оксигенатов преобладают одноатомные спирты, суммарная концентрация которых с увеличением температуры до 270 °С уменьшается с 12 до 6 % об.

Представленные результаты позволяют сделать вывод о том, что в момент получения катализатора методом электрического взрыва проводника формируется активная фаза и активная поверхность, что позволяет использовать данные катализаторы без предварительного восстановления для синтеза жидких углеводородов из оксида углерода и водорода.

На втором этапе исследования проводилось восстановление образца катализатора при температуре 300 °С в токе водорода. Начало синтеза, как и в предыдущем случае контролировалось по составу газа, выходящего из реактора. Жидкие продукты синтеза начинали собираться в секции сбора жидкости вертикального сепаратора при значительно более низких температурах – 220-230 °С. Общей степени превращения СО порядка 10% удалось достичь уже при температуре 220 град С. Повышение температуры выше 240 °С не рассматривалось, так как в этом случае происходит резкое увеличение концентраций побочных газообразных продуктов синтеза – диоксида углерода и метана, что является нецелесообразным. Состав жидких продуктов синтеза приведен в таблице 4. В смеси преобладают ароматические углеводороды с количеством атомов углерода от 7 до 12 атомов. Состав оксигенатов не претерпел большого изменения: в смеси преобладают одноатомные спирты с суммарной концентрацией до 11 % об.

**СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ
ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ**

Выход жидкости в расчете на 1 м³ переработанного синтез-газа в данном случае незначительно уменьшился до 40,5 г.

Таблица 3

Состав жидких продуктов синтеза

Группа веществ	Парафины	Изопарафины	Ароматические УВ	Нафтены	Олефины
Концентрация	14,1	21,5	44,5	14,3	4,7

Таким образом, предварительное восстановление ультрадисперсных железных катализаторов синтеза Фишера-Тропша позволяет не только снизить температурный режим синтеза, но и повлиять на качественный состав получаемых жидких продуктов. При этом, невысокие значения выхода жидкого продукта в расчете на 1 м³ газа не позволяют использовать проточные установки синтеза, необходима обязательная организация рецикла непрореагировавшего газа.

Литература

1. Хаджиев С. Н. и др. Образование спиртов в условиях синтеза Фишера–Тропша на наноразмерных железных катализаторах //Нефтехимия. – 2012. – Т. 52. – №. 4. – С. 270-275.
2. Мордкович В. З. и др. Четыре поколения технологии получения синтетического жидкого топлива на основе синтеза Фишера – Тропша. Исторический обзор //Катализ в промышленности. – 2015. – №. 5. – С. 23-45.

**ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМ ОБЕССЕРИВАНИЯ ПОПУТНОГО ГАЗА НА ШЕЛЬФОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЯХ**

А.Е. Литвинова

Научный руководитель – доцент Е.В. Попок

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Основным способом промышленной утилизации попутного нефтяного газа небольших месторождений сернистой нефти является его использование для выработки электрической и тепловой энергии на газопоршневых или турбинных станциях для локального использования полученной энергии. Однако наличие в составе ПНГ сероводорода не позволяет применять его в качестве топливного газа большинства энергоустановок и значительно сокращает срок службы печей подогрева нефти и паровых котлов на промыслах. Поэтому для использования попутного нефтяного газа на технологические нужды месторождения предварительно из него должны быть удалены кислые газы [1].

Аминовая очистка является одним из наиболее часто используемых в нефтегазовой промышленности способов удаления кислых газов из природного газа. В качестве поглотительных растворов этаноламинов наибольшее распространение получили моноэтаноламин (МЕА) и диэтаноламин (ДЭА).

Объектом исследования является установка абсорбционной очистки попутного нефтяного газа шельфового месторождения, содержащего в своем составе 0,1 % мол. H₂S и 0,77 % мол. CO₂ до остаточного содержания сероводорода в очищенном газе не более 10 ppm 28 % мас. раствором диэтаноламина.

Цель работы: моделирование установки аминовой очистки попутного нефтяного газа от кислых примесей в среде Aspen HYSYS с целью оптимизации технологических параметров работы блока аминовой очистки газа шельфового месторождения.

Расчетная схема процесса очистки попутного нефтяного газа от кислых примесей 28% мас. раствором ДЭА в среде Aspen HYSYS приведена на рисунке 1.

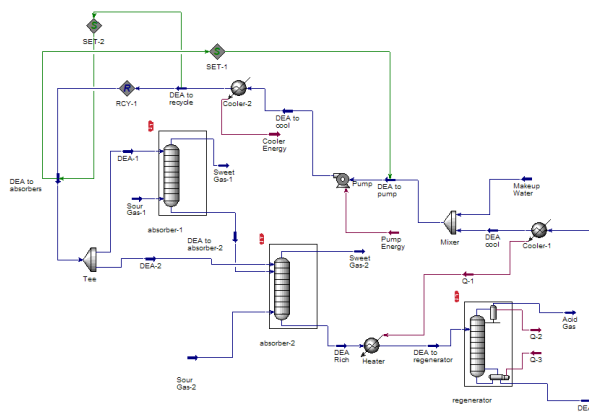


Рис. 1 Схема блока аминовой очистки попутного нефтяного газа шельфового месторождения в среде Aspen HYSYS

Температуру в абсорберах контролируют путем регулирования температуры обедненного амина, поступающего в верхнюю часть колонны. Температура поступающего в абсорбер обедненного амина может контролироваться путем изменения расхода хладагента в кулер. Анализ влияния температуры обедненного амина на эффективность удаления кислых газов проводили с использованием модуля case study Aspen HYSYS (рисунок 2). При увеличении температуры обедненного амина на 10 °С эффективность удаления H₂S снижается на 5 ppm.

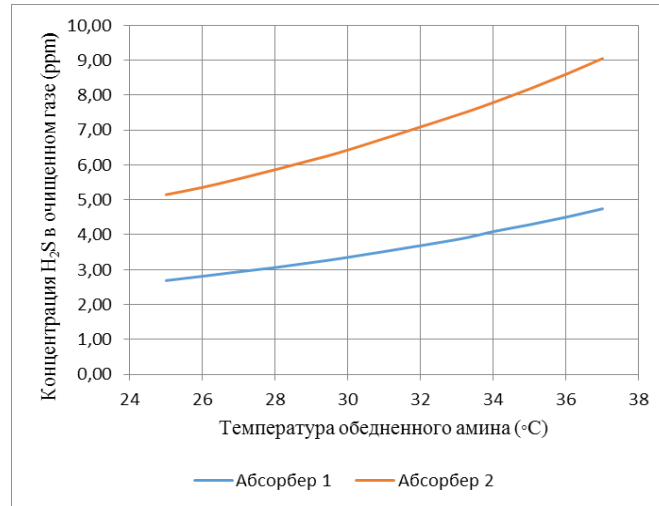


Рис. 2 Анализ влияния температуры обедненного амина на концентрацию сероводорода в очищенном газе

Скорость циркуляции амина является одним из важнейших параметров процесса аминовой очистки природного газа, так как оказывает прямое воздействие на эффективность процесса очистки и на энергетические затраты на перекачивание раствора абсорбента. Данный параметр должен быть скорректирован в соответствии с требованиями для очищенного газа и пропускной способности системы. Скорость циркуляции амина регулируется подачей на насосе обедненного амина (рисунок 3).

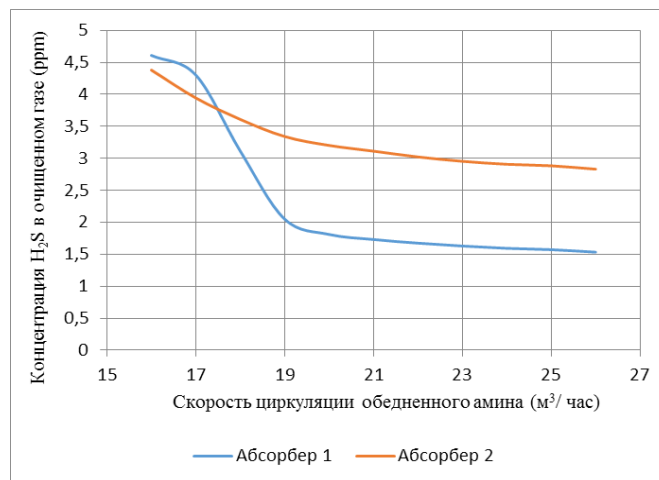


Рис. 3 Влияние скорости циркуляции ДЭА на концентрацию сероводорода в очищенном газе

Анализ полученных на модели данных показал, что минимально допустимой скоростью циркуляции раствора амина является значение 19,5 м³/час. Дальнейшее увеличение скорости циркуляции не приводит к улучшению качества очищаемого газа, при этом происходит увеличение нагрузки на насосное оборудование. Уменьшение скорости циркуляции ниже представленного значения не является целесообразным, так как может привести к неустойчивой работе насосного оборудования и развитию помпажа.

Таким образом, с помощью разработанной в среде Aspen HYSYS модели блока очистки газа от примесей удалось оптимизировать режим работы установки, что позволило повысить эффективность процесса и уменьшить энергетические затраты на эксплуатацию оборудования.

Литература

1. Мазгаров А. М., Корнетова О.М. Технологии очистки попутного нефтяного газа от сероводорода. – Казань: Казан. ун-т. – 2015. – 70 с.

СРАВНЕНИЕ ОТНОСИТЕЛЬНОЙ АКТИВНОСТИ КАТАЛИЗАТОРА ПРИ ТЕКУЩИХ И
ОПТИМАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ

А.С. Луценко, Н.С. Белинская, Е.В. Францина

Научный руководитель – профессор Э.Д. Иванчина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Математическое моделирование является мощным и эффективным инструментальным средством исследования самых разнообразных систем из различных областей человеческой деятельности. Метод математического моделирования – это объективная необходимость для повышения эффективности процессов химической промышленности, поскольку возможности метода физического моделирования ограничены особенно при оптимизации химико-технологических систем, прогнозирования уровня активности катализаторов. Необходимость в моделировании процесса депарафинизации продиктована актуальностью именно проблемы дезактивации катализатора, прогнозирования межрегенерационного цикла, а также расчета технологических параметров соответствующих оптимальной активности.

Такие параметры процесса депарафинизации как количество и качество получаемой дизельной фракции зависят от трех главных факторов: температура процесса, расход сырья и расход водородсодержащего газа. Но все же главным фактором, с помощью которого управляют процессом, остается температура процесса, поскольку расход сырья будет определен в зависимости от потребности в продукте, а количество поступающего водородсодержащего газа зависит от расхода сырья и кратность (расход ВСГ/расход сырья) находится в пределах $150 - 250 \text{ нм}^3/\text{м}^3$ [1].

В настоящем исследовании с помощью математической модели процесса депарафинизации [2] были проведены расчеты относительной активности катализатора и выходов дизельной фракции при текущем и оптимальном температурных режимах. Повышение температуры в реакторе депарафинизации приводит к увеличению скорости реакций крекинга и увеличению выход нежелательных для данного процесса бензиновых фракций и углеводородного газа, т.е. к потере в выходе целевого продукта. Под оптимальной температурой процесса следует понимать минимально возможную температуру реакторе, обеспечивающую предельную температуру фильтруемость дизельной фракции не выше минус 26 °С для зимнего периода и не выше минус 10 °С для летнего периода при максимально возможном выходе дизельной фракции в зависимости от качества поступающего сырья (плотности, фракционного состава) и расхода сырья. Как показывают расчеты, в большинстве случаев температурный режим на установке депарафинизации был несколько выше оптимального (рис. 1).

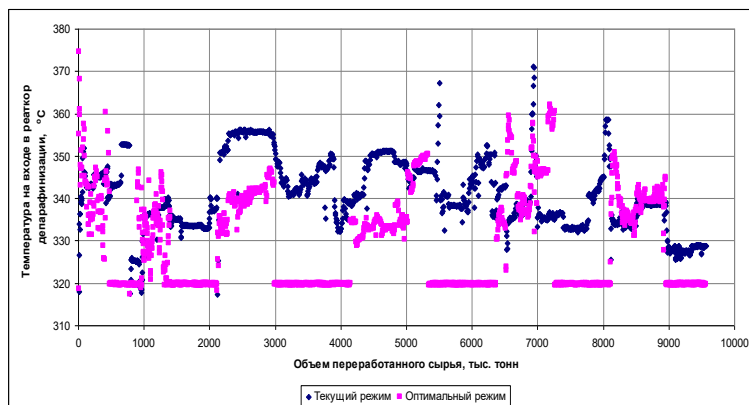


Рис. 1 Текущая и оптимальная температура

Выходы дизельной фракции также в большинстве случаев выше при оптимальном температурном режиме (рисунок 2), среднегодовой прирост дизельной фракции составляет от 0,3 до 3,8 % (таблица 1).

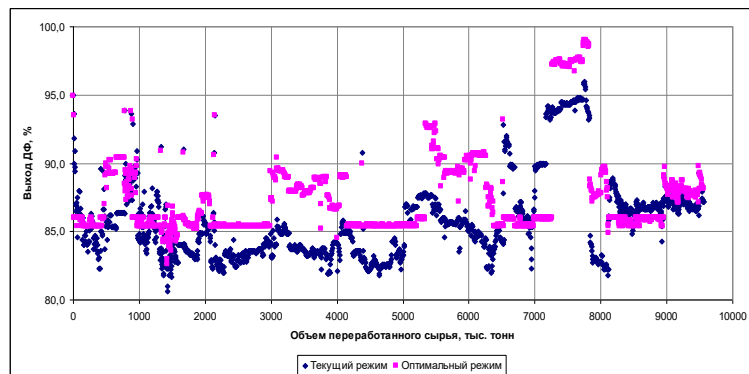


Рис. 2 Выход дизельной фракции при текущей и оптимальной температуре

Таблица 1

Сравнение рассчитанных и экспериментальных данных

	Выход ДФ, тыс. тонн						
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Сумма
Текущий режим	918	1124	1954	1749	1583	879	8207
Оптимальный режим	930	1140	2029	1792	1597	881	8370
Прирост выхода ДФ при работе при оптимальном температурном режиме, %	1,3	1,5	3,8	2,5	0,8	0,3	2,0

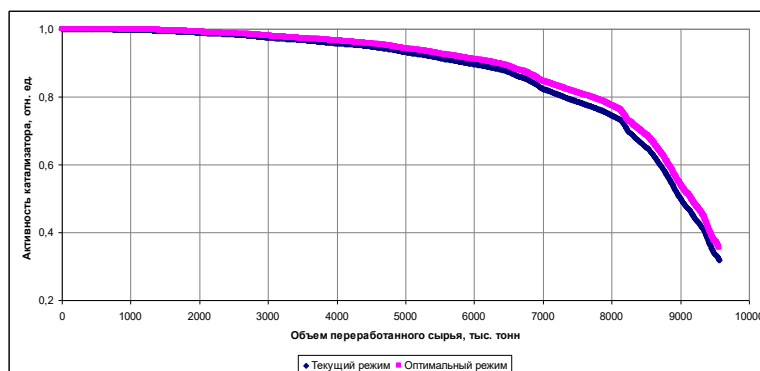


Рис. 3 Активность катализатора при текущей и оптимальной температуре

Расчет относительной активности катализатора показал, что на конец периода эксплуатации установки при работе на оптимальном температурном режиме активность составила 0,3548 отн. ед., что на 10,6 % выше, чем при работе на текущем температурном режиме (активность катализатора при работе на текущем режиме составляет 0,3173 отн. ед.), рисунок 3.

Работа выполнена при поддержке РФФИ, научный проект № 18-38-00585 «Исследование физико-химических закономерностей и разработка нестационарной математической модели процесса каталитической депарафинизации средних дистиллятов нефти».

Литература

1. Frantsina E.V., Belinskaya N.S., Lutsenko A.S., Maylin M.V., Afanasyeva D.A. Influence of feedstock and hydrogen-containing gas flow rates on the efficiency of middle distillates conversion in the process of catalytic dewaxing // Petroleum and coal. – 2017. – V. 59. – Issue. 6, P. 911- 917.
2. Иванчина Э. Д., Белинская Н. С., Францина Е. В., Попова Н. В., Кошутин С. Н. Математическое моделирование и оптимизация процесса каталитической депарафинизации дизельных фракций и атмосферного газойля // Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний. – Москва, 2016. – №. 6. – С. 37 – 46.

РАСЧЕТ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СВОЙСТВ ДИЗЕЛЬНЫХ ТОПЛИВ С ПРИМЕНЕНИЕМ КВАНТОВО-ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ АНАЛИЗА

М.В. Майлин, Е.В. Францина, Н.С. Белинская

Научный руководитель – к.т.н., доцент Е.В. Францина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В условиях новой стратегии экономического развития России все большее внимание уделяется процессам глубокой переработки нефти для получения топлив высокого качества. Особую актуальность эта задача приобретает в связи с ростом потребностей в дизельных топливах зимних и арктических марок, обусловленных освоением северных и арктических регионов. Поэтому, для России с её обширными северными территориями задача получения низкозастывающих дизельных топлив является актуальной. При этом топливные композиции должны удовлетворять требованиям к эксплуатации в условиях низких температур, воспламеняемости и обладать максимальной теплотворной способностью. К таким свойствам относятся предельная температура фильтруемости, цетановое число, а также теплота сгорания на единицу объема (энергоёмкость) [1].

Поскольку приготовление дизельных топливных композиций осуществляется путем смешения нефтяных фракций, содержащих парафиновые, олефиновые, нафтеновые и ароматические углеводороды, то полученные смеси представляют собой сложные многокомпонентные системы, свойства которых определяются как соотношением углеводородов между собой, так и их межмолекулярным взаимодействием, что обуславливает основную сложность их определения. Так как определение низкотемпературных свойств и цетанового числа осуществляется в основном экспериментальными методами, то расчет тепловых эффектов сгорания топливных композиций в условиях лаборатории является трудоемкой задачей.

Теплота сгорания топлив определяется теплотворной способностью компонентов, содержание которых зависит от углеводородного состава смешиваемых фракций, который зависит от состава сырья, технологических

**СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ
ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ**

условий и активности катализаторов в процессах производства данных фракций [2] и соотношения между ними при приготовлении дизельных топлив.

Поскольку теплота сгорания дизельных топливных композиций зависит от теплотворной способности компонентов, входящих в ее состав, на первом этапе исследований были рассчитаны значения энтальпий образования групп углеводородов, а также кислорода и продуктов сгорания – углекислого газа и водяного пара – при рабочих параметрах дизельного двигателя: температура в зоне горения – 2273 К, давление – 110 атм. с использованием квантово-химических методов расчета. Далее на основе уравнения Гесса рассчитаны значения тепловых эффектов реакций горения индивидуальных углеводородов дизельных топливных композиций и определены их средние значения для следующих гомологических групп: n-парафинов, и-парафинов, ароматических углеводородов, нафтен

Для расчета энтальпий образования реакций полного сгорания углеводородов дизельных топливных композиций был использован программный продукт Gaussian, реализующий квантово-химические методы расчета реакций. Модели веществ, участвующих в реакциях, были построены в программе GaussView.

В качестве метода расчета выбран метод теории функционала плотности DFT. Преимуществом данного метода перед другими методами является то, что модели DFT учитывают эффект электронной корреляции, т.е. тот факт, что электроны в молекуле отталкиваются в результате взаимодействия. Метод теории функционала плотности обладает достаточной точностью для расчета углеводородов дизельной фракции [3-5]. Теоретическим приближением являлась модель B3LYP (теория функционала плотности Беке (B3), использующая электронную корреляцию Ли Янга и Пара (LYP)) [6-8].

В табл. 1 представлены средние значения энтальпий образования и теплового эффекта реакций горения (теплоты сгорания) для каждой группы углеводородов дизельных топливных композиций.

Таблица 1

Средние значения энтальпий образования и теплот сгорания групп углеводородов

	Энтальпия образования $\Delta_r H_{обр}$, МДж/моль	Теплота сгорания $Q = -\Delta_r H^*$, МДж/моль
Группа углеводородов		
n-Парафины	-1079,5	7,8
и-Парафины	-1079,5	7,8
Нафтены	-692,1	4,9
Ароматические углеводороды	-708,5	4,5
Компоненты реакций горения		
O ₂	-392,4	-
CO ₂	-492,4	-
H ₂ O	-199,4	-

*Q – теплота сгорания, МДж/моль, $\Delta_r H$ – тепловой эффект реакции горения группы углеводородов, МДж/моль.

Для полученных дизельных топливных композиций по правилу аддитивности были рассчитаны тепловые эффекты при сгорании в условиях двигателя внутреннего сгорания (температура в зоне горения – 2273 К, давление – 110 атм), а также определен групповой углеводородный состав. Результаты расчетов представлены в (табл. 2).

Таблица 2

Углеводородный состав и эксплуатационные свойства дизельных топливных композиций

Показатели	Рецептуры				
	1	2	3	4	5
n-Парафины, % мас.	20,1	27,9	22,7	27,7	28,9
и-Парафины, % мас.	32,1	25,4	29,9	25,7	24,6
Нафтены, % мас.	18,4	14,9	17,3	15,0	14,5
Ароматические углеводороды, % мас.	29,3	31,7	30,1	31,7	32,0
Плотность 20 °С, кг/м ³	834	805	825	804	823
Молярная масса, кг/моль	0,164	0,109	0,147	0,113	0,105
Теплота сгорания, МДж/моль	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3
Теплота сгорания, МДж/кг	38,39	57,97	42,67	55,72	60,10
Теплота сгорания, МДж/м ³	32013	46649	35191	44795	49448

Как видно из табл. 2, чем легче фракционный состав дизельного топлива (меньше молекулярная масса и плотность), тем выше тепловой эффект сгорания топлива. Так для дизельных топливных композиций №2 и №5 с наименьшими молекулярными массами (0,109 и 0,113 кг/моль) и плотностями (805 и 804 кг/м³) расчетное значение теплоты сгорания максимальное (46649 и 49448 МДж/м³), что связано с особенностями углеводородного состава. Так в дизельных топливных композициях №2 и №5 содержится наибольшее количество n-парафинов и и-парафинов (53,4 и 53,5 %мас.), обладающих наибольшими теплотами сгорания по сравнению с нафтенами и ароматическими углеводородами. Напротив, наименьшими теплотами сгорания (32013 и 35191 МДж/м³) обладают композиции №1 и №3, являющиеся более тяжелыми (молекулярная масса – 0,164 и 0,147 кг/моль и плотность – 834 и 825 кг/м³ соответственно) и имеющими в своем составе наибольшее количество нафтеновых и ароматических углеводородов (47,8 и 47,4 %мас.).

Полученные закономерности изменения теплоты сгорания дизельных топливных композиций от углеводородного состава связаны, по всей видимости с различным содержанием углерода и водорода, обладающими различными теплотворными способностями (у водорода она существенно выше). Поэтому чем больше в составе топливной композиции насыщенных (н-парафинов и и-парафинов) и меньше ненасыщенных и ароматических углеводородов, тем выше его теплотворная способность. Однако, при разработке оптимальных дизельных топливных композиций необходимо также учитывать влияние углеводородов на низкотемпературные свойства.

Литература

1. Бакулин В.Н., Дубовкин Н.Ф., Котова В.Н., Сорокин В.А. Энергоемкие горючие для авиационных и ракетных двигателей / Под ред. Н.С. Яновского. – М.: Физматлит, 2009. – 400 с.
2. Иванчина Э.Д., Белинская Н.С., Францина Е.В., Попова Н.В., Луценко А.С., Аверьянова Е.В. Прогнозирование активности катализатора процесса депарафинизации дизельных топлив на установке ООО «КИНЕФ» методом математического моделирования // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. – 2017. – №4. – С. 13-18.
3. Кравцов А.В., Иванчина Э.Д., Ивашкина Е.Н., Францина Е.В., Киселева С.В., Романовский Р.В. Термодинамическая устойчивость коксогенных соединений, образующихся на поверхности платиносодержащих катализаторов дегидрирования, при окислении их водой // Нефтехимия. – Том 53. – № 4. – 2013. – С. 302-312.
4. Бурштейн К.Я., Бурыгин П.П. Квантово-химические расчеты в органической химии и молекулярной спектроскопии. – М.: Наука, 1989. – 104 с.
5. Герзелиев И.М., Гюльмалиев А.М., Попов Ю.С., Хаджиев С.Н. Термодинамическое и квантово-химическое исследование реакции окислительного дегидрирования этана в этилен // Нефтехимия. – Том 55. – № 2. – 2015. – С. 154-162.
6. Кларк Т. Компьютерная химия. – М. Мир, 1990. – 383 с.
7. Юсупов А.И., Л.Б. Кириллова, К.П. Пашенко Использование расчетных методов квантовой химии для создания моделей взаимодействий в нефтяных дисперсных системах // Технологии нефти и газа. – №1. – 2017. – С. 15-19.
8. Любименко В.А. Молекулярное моделирование и квантово-химические расчеты в изучении процессов нефтепереработки и нефтехимии: Дис. на соиск. уч. степ. док. хим. наук. – М.: РГУ им. Губкина, 2015. – 324 с.

ЭКСПЕРТНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПЕРВИЧНОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ НА ПРОМЫСЛЕ К.А. Малых

Научный руководитель – доцент Е.А. Кузьменко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефтяная промышленность в настоящее время является одной из самых прибыльных и развивающихся. Но, в свою очередь, она является объектом повышенной опасности. При эксплуатации любого оборудования или производственного объекта, существует возможность возникновения чрезвычайных ситуаций, которые влекут за собой человеческие жертвы и значительные материальные потери [1].

Для работы со сложными технологическими процессами нефтепереработки требуется специально обученный, квалифицированный персонал, который несет большую ответственность за последствия принятых решений по управлению процессом производства. В данных условиях применение экспертных моделирующих систем для обучения обслуживающего персонала на установках первичной подготовки нефти обеспечит повышение компетенций, знаний и навыков, увеличение скорости реагирования при возникновении аварийных и внештатных ситуаций [2].

На кафедре химической технологии топлива и химической кибернетики Томского политехнического университета с помощью интеллектуальной экспертной системы создан «Компьютерный тренажер для обучения действиям при аварийных ситуациях на установке первичной подготовки нефти Крапивинского месторождения».

Компьютерная программа моделирует различные происшествия на конкретной установке и причины их возникновения, а также предлагает специалисту предприятия выбрать действия, позволяющие нормализовать работу установки и предотвратить аварийные ситуации. Компьютерный тренажер включает в себя базу знаний, которая систематизирует информацию, связывающую:

- основные функционирующие узлы установки подготовки нефти;
- неполадки, возникающие при их эксплуатации;
- причины возникновения неполадок в работе оборудования;
- набор соответствующих действий инженерно – технического персонала.

Фрагмент систематизированной информации, включенный в базу знаний, представлен в таблице 1.

В левой части интерфейсного окна размещена информация об аппаратах, неполадках, причинах их возникновения и действиях персонала, в правой части – фрагмент технологической схемы, включающий конкретный аппарат. Выделение аппарата на схеме приводит к автоматическому выводу информации в соответствующих разделах.

Для корректной работы экспертной моделирующей системы реализуется следующая последовательность действий:

1. Загружаем файл с программой «Тренажер».
2. В окне программы выбираем нужный аппарат кликом мыши, либо в левой части интерфейсного окна, либо в правой части, выделением конкретного аппарата.

**СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ
ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ**

3. Для данного оборудования программа загружает соответствующие неполадки и причины их возникновения. Выбираем актуальную неполадку.
4. Для выбранной неполадки программа выдает в окне «Причины» соответствующие причины.
5. В последнем окне программа выдает соответствующие действия инженерно – технического персонала для устранения неполадок.

Таблица 1

Фрагмент базы знаний аварийных ситуаций и действий персонала по их ликвидации

№	Аппарат	Неполадки	Причины	Действия
1	1-ая ступень сепарации (сепараторы)	повышение уровня в сепараторах	выход из строя клапанов	на время ремонта применить ручное регулирование, то есть использовать байпасные задвижки
		понижение уровня в сепараторах	выход из строя клапанов	на время ремонта применить ручное регулирование, то есть использовать байпасные задвижки
			увеличилось содержание газа в нефти	увеличить выход газа из сепаратора
		большой вынос жидкости с газовым потоком	превышение уровня жидкости в сепараторе	проверить уровень и привести его в соответствие с технологической картой
		уменьшение или увеличение давления	нарушение режима сепарации	отрегулировать режим сепарации
2	Аппарат горячей сепарации	переполнение сепаратора	выход из строя клапанов	на время ремонта применить ручное регулирование, то есть использовать байпасные задвижки
		понижение уровня в сепараторах	выход из строя клапанов	на время ремонта применить ручное регулирование, то есть использовать байпасные задвижки
			увеличилось содержание газа в нефти	увеличить выход газа из сепаратора
		большой вынос жидкости с газовым потоком	превышение уровня жидкости в сепараторе	проверить уровень и привести его в соответствие с технологической картой
		уменьшение или увеличение давления	нарушение режима сепарации	отрегулировать режим сепарации
3	Отстойник нефти	понижение (повышение) уровня (нефть-вода)	выход из строя клапанов	на время ремонта применить ручное регулирование, то есть использовать байпасные задвижки

Разработанная экспертная моделирующая система реализована с помощью программных продуктов Delphi и Microsoft Office Access и названа «Тренажер». Интерфейсное окно моделирующей системы представлено на рис. 1.

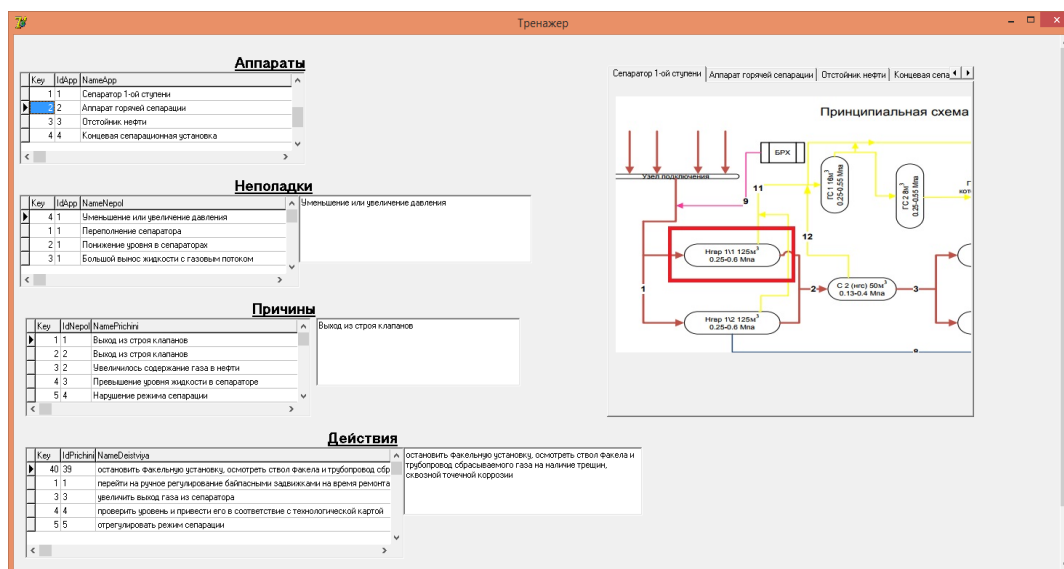


Рис. 1 Интерфейсное окно экспертной моделирующей системы

Внедрение подобных компьютерных экспертных моделей – тренажеров на производстве способствует: увеличению степени готовности персонала к отработке действий при обнаружении неисправностей и внештатных ситуаций, улучшению знаний, навыков и компетенций персонала.

Разработанная экспертная моделирующая система может быть подвержена модификации для более масштабной возможности обучения обслуживающего персонала на предприятиях первичной подготовки нефти.

Литература

1. Ахметов С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа: Учебное пособие для вузов. – Уфа: Гилем, 2002. – 671 с.
2. Ивашкина Е.Н., Долганов И.М., Романовский Р.В., Чеканцев Н.В., Иванчина Э.Д., Долганова И.О., Киргина М.В., Семакин С.В. Разработка и применение компьютерных тренажеров для повышения квалификации инженерно-технического персонала нефтеперерабатывающих производств // Известия Томского политехнического университета. – 2011. — Т. 319, № 5: Управление, вычислительная техника и информатика. — С. 87-92.

ВЛИЯНИЕ ПРИСАДОК НА ВЯЗКОСТНО-ТЕМПЕРАТУРНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВЫСОКОПАРАФИНИСТЫХ МОДЕЛЬНЫХ НЕФТЯНЫХ СИСТЕМ

А.А. Орешина¹, И.В. Литвинец²

Научный руководитель – доцент О.Е. Мойзес

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

²Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

Высокопарафинистые нефти характеризуются высоким содержанием парафиновых углеводородов и, как следствие, повышенными значениями температур застывания и вязкости [2]. В процессе добычи, транспорта и хранения высокопарафинистых нефтяных систем в условиях низких температур начинают образовываться центры кристаллизации парафиновых углеводородов, в дальнейшем происходит рост кристаллов, что приводит к формированию трехмерной пространственной структуры в системе [3]. Согласно литературным данным смолы, содержащиеся в нефтяных дисперсных системах (НДС) в низких концентрациях, адсорбируясь на поверхности кристаллов, препятствуют образованию пространственной структуры при низких температурах и снижают вязкость.

Для улучшения низкотемпературных свойств нефтяных дисперсных систем используют химические реагенты [1]. Присадки, в основу которых входят полимеры, снижают температуру застывания и улучшают реологические параметры нефтей. На сегодняшний день, присадки на основе полиалкилметакрилатов, являются самыми эффективными [1]. Эффективность действия присадок зависит, в первую очередь, от концентрации парафинов в НДС, а также от содержания естественных поверхностно-активных веществ (смол, асфальтенов) и обусловлено физико-химическими свойствами высокопарафинистых НДС.

Поэтому цель данной работы – установить влияние присадок на основе полиалкилметакрилатов на вязкость и низкотемпературные свойства высокопарафинистых нефтяных модельных систем, характеризующихся различным содержанием смолистых компонентов.

В качестве объектов исследования были использованы модельные системы, представляющие собой растворы нефтяного парафина (НП) и смолистых компонентов в керосине. Все исследуемые растворы содержат 20 % мас. НП, при этом концентрация смол варьировалась от 2 до 10 % мас.:

1. Раствор I: содержит 2 % мас. смол;
2. Раствор II: содержит 6 % мас. смол;
3. Раствор III: содержит 10 % мас. смол.

Было изучено влияние 60 % раствора присадки-1 (на основе полимера полиалкилметакрилата C₁₆-C₂₀) в толуоле на температуру застывания исследуемых модельных систем. Установлено, что использование присадки-1 не значительно влияет на значения температур застывания исследуемых растворов (табл.1). Для того чтобы повысить эффективность действия полимера в раствор присадки-1 добавляли поверхностно-активное вещество (ПАВ) в концентрации 0,5 % мас. (присадка-2).

Таблица 1

Влияние присадок на температуру застывания (T_з) исследуемых образцов при концентрации 0,05% мас.

Образец	Образцы полимеров, (T _з , °C)		
	Исходные	Присадка-1	Присадка-2
Раствор I	+24,4	+24,1	+20,9
Раствор II	+25,0	+24,7	+21,6
Раствор III	+26,1	+25,1	+21,9

Использование присадки-2 приводит к снижению температуры застывания исследуемых растворов на 13 % по сравнению с присадкой-1. Следует отметить, что увеличение концентрации смол в растворе практически не оказывает влияния на эффективность действия присадок.

На рис.1 показано влияние присадок на реологические характеристики исследуемых моделей высокопарафинистых нефтяных дисперсных систем характеризующихся различным содержанием смолистых компонентов с помощью реометра BROOKFIELD DV-III ULTRA.

**СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ
ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ**

Увеличение содержания смолистых компонентов приводит к повышению динамической вязкости растворов при малых скоростях сдвига 1 с^{-1} в 2,4 раза, а при скорости сдвига 60 с^{-1} – в 1,5 раза. Установлено, что использование присадки-1 приводит к значительному снижению динамической вязкости раствора I в 10 раз, раствора II в 3 раза, а раствора III в 4 раза.

Использование присадки-2 по-разному влияет на вязкость исследуемых растворов в зависимости от содержания смолистых компонентов в системе. Добавление присадки-2 приводит к уменьшению динамической вязкости раствора I в 3 раза, раствора II в 5,2 раза, а раствора III в 4,5 раза по сравнению с вязкостью исходных растворов.

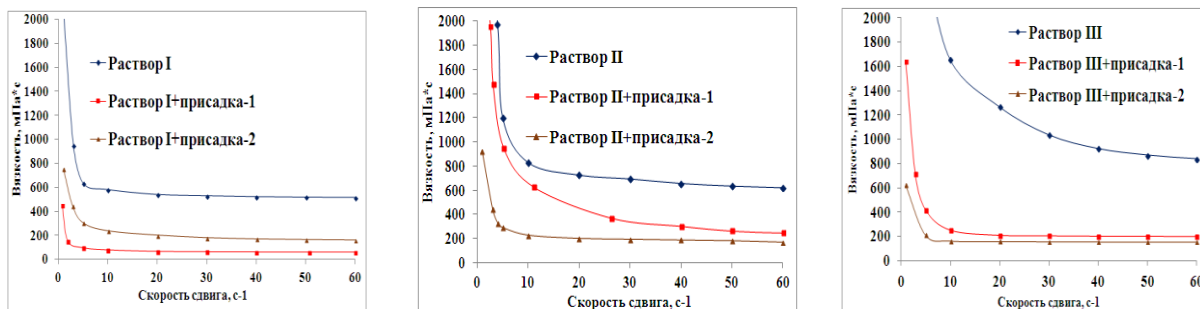


Рис. 1 Влияние присадок на вязкость моделей высокопарафинистых НДС с различным содержанием смолистых компонентов

Для характеристики прочности структур, формирующихся при температурах фазовых переходов, для исследуемых моделей высокопарафинистых НДС, характеризующихся различным содержанием смол, сняты кривые течения прямого и обратного хода при температуре 27°C близкой к температуре застывания (рис.2).

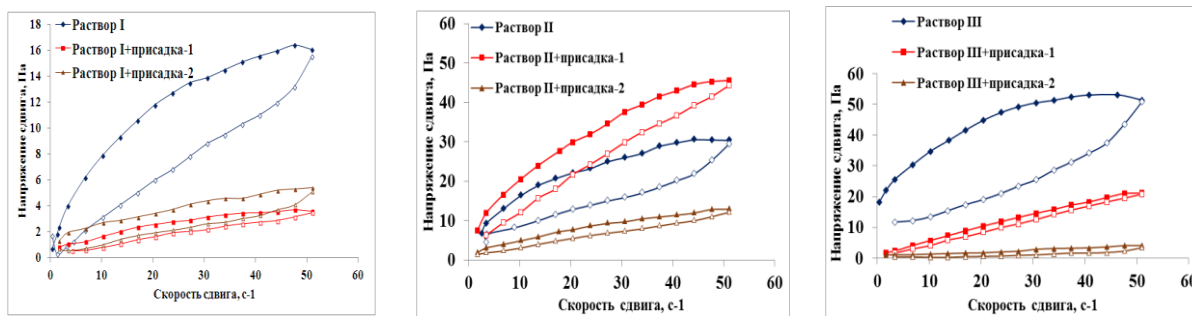


Рис. 2 Изотермические кривые течения прямого и обратного хода моделей высокопарафинистых НДС, содержащих различное количество смол, с присадками

Установлено, что при увеличении содержания смолистых компонентов в системе значительно увеличивается площадь петли гистерезиса, что свидетельствует о повышении структурированности НДС. В растворе I использование присадки-1 приводит к снижению площади петли гистерезиса в 9 раз, присадки-2 – в 4 раза. В случае раствора II использование присадки-2 снижает площадь петли гистерезиса в 10 раз, присадка-1 – в 7 раз. В растворе III присадка-1 снижает площадь петли гистерезиса в 4 раза, присадка-2 – в 6 раза.

Таким образом, для моделей высокопарафинистых нефтяных дисперсных систем с содержанием смолистых компонентов 6 и 10 % мас., наиболее эффективным для регулирования реологических характеристик является использование присадки-2. Для раствора с содержанием смолистых компонентов 2 % мас. применение присадки-2 способствовало лучшему снижению температуры застывания, однако присадка-1 оказала более эффективное влияние на значения вязкости и площади петли гистерезиса данной модели.

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта РФФИ – проект 15-13-00032 (2015 г.).

Литература

1. Алиева А.И. Улучшение реологических свойств вязких нефтей// Технические науки. Горное дело – Азербайджан, 2003. – Т.1. – С. 88 – 93.
2. Бадамдорж Даваацэрэн. Изменения состава и свойств высокопарафинистых нефтей в процессах нетрадиционного воздействия: Автореферат. Дис. . канд. хим. наук. – Томск, 2008г. – 22 с.
3. Байдельдина О.Ж., Даригабаева Н.Г., Нуранбаева Б.М. Особенности строения и свойств парафинистых нефтей Казахстана, влияющие на эффективность мероприятий при борьбе с парафиноотложениями. // Современные наукоемкие технологии. Безопасность деятельности человека. – Москва, 2015. – № 4. – С. 100 – 106.

**КОМПЬЮТЕРНЫЙ ТРЕНАЖЕР ДЛЯ ДИАГНОСТИКИ ПРИЧИН-ОТКЛОНЕНИЙ В РАБОТЕ
УСТАНОВКИ ПЕРВИЧНОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ**

К.А. Полякова

Научный руководитель – доцент Е.А. Кузьменко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Для получения нефти высокого качества продукция скважин подвергается первичной промышленной подготовке. Подготовка нефти на промыслах обеспечивает должное ее качество, перед отправкой на промышленные предприятия. А также при подготовке нефти наличие вредных веществ в сырье снижается до минимума, что обеспечивает длительную эксплуатацию нефтепроводов. К процессам первичной подготовки нефти относятся такие процессы как сепарация, обезвоживание и обессоливание. Подготовка сырья низкого качества может привести к большим лишним затратам.

Технология первичной подготовки нефти имеет систему аппаратов и наборы условий для их оптимальной эксплуатации. Грамотное ведение технологического процесса во многом зависит от квалификации обслуживающего персонала. При подготовке операторов технологических установок наиболее перспективным направлением является использование компьютерных тренажеров. Поэтому целью данной работы является создание компьютерной моделирующей системы установки первичной подготовки нефти для обнаружения неполадок в работе аппаратов технологической схемы и выдачи рекомендаций по их устранению.

Сегодня инженеры-технологи используют большое число программных средств моделирования химико-технологических процессов нефтегазовой отрасли, но в них не предусмотрены экспертная оценка состояния технологического оборудования и получение рекомендаций по устранению неполадок в его работе. Для решения этих задач необходима разработка базы данных, в которой систематизирована информация по всем аппаратам технологической схемы, возможным неполадкам в работе оборудования, причинам неполадок и действиям персонала по их устранению [1].

Исходными данными для построения базы данных послужила информация о возможных видах аварийного состояния производства и способах их ликвидации, фрагмент которой представлен в таблице 1. База данных составлялась с помощью Microsoft Access, а интерфейс программы-тренажера был реализован в среде Delphi.

Тренажер моделирует различные неполадки на конкретной установке и предлагает обучаемому выбрать действия, позволяющие нормализовать работу установки. Предметной областью данной системы является технологический процесс первичной подготовки нефти. Проблемной средой являются отклонения в работе промышленной установки первичной подготовки нефти и возникновение аварийных ситуаций.

Таблица 1

Возможные виды аварийного состояния производства и способы их ликвидации

Аппарат	Неполадки	Причины	Действия персонала
УСТН	Ухудшение качества нефти, высокое содержание воды на выходе УПСВ	Низкий расход деэмульгатора	Проверить работу насоса-дозатора БРХ. Устранить неисправность Увеличить подачу реагента
		Высокий уровень воды в резервуаре	Произвести контрольный замер уровня подтоварной воды, межфазного слоя в РВС
		Прорыв газа со 2-ой ступени сепарации в РВС	Проверить соответствие давления газа на 2-ой ступени сепарации с предельным параметром давления, указанным в технологическом регламенте, проверить уровень жидкости в УБС-6300/14
РВС	Увеличение содержания нефти в подтоварной воде	Низкий уровень раздела фаз в резервуаре, недостаточная степень разделения водонефтяной эмульсии	Поднять уровень раздела фаз в соответствии с регламентом, проверить соответствие давления газа на 2-ой ступени сепарации с предельным параметром давления, указанным в технологическом регламенте, проверить работу насоса-дозатора БРХ, устранить неисправность, рассчитать удельный расход деэмульгатора, в случае уменьшения расхода деэмульгатора увеличить его подачу в соответствии с регламентируемыми

Главное окно интерфейса состоит из нескольких блоков (рис.1):

- технологическая схема установки, в нем происходит выбор аппарата, в котором возникла аварийная ситуация;
- выбор возникшей аварийной ситуации;
- выдача рекомендаций о возможных причинах возникновения аварийной ситуации, а также действий персонала по их устранению.

Алгоритм работы с тренажером:

СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ

1. Компьютерный тренажер предлагает выбрать аппарат (установка трубная наклонная сепарационная, резервуар вертикальный стальной, сепаратор газовый, установка блочная сепарационная, центральная насосная станция).
2. Далее тренажер, для выбранного узла, определяет всевозможные неполадки, которые могут возникнуть в процессе эксплуатации данного оборудования.
3. Для каждой соответствующей неполадки тренажер выдает возможные причины их возникновения.
4. Каждая причина имеет набор действий инженерно – технического персонала, которые обеспечивают высокий уровень безопасности эксплуатации аппаратов установки подготовки нефти.

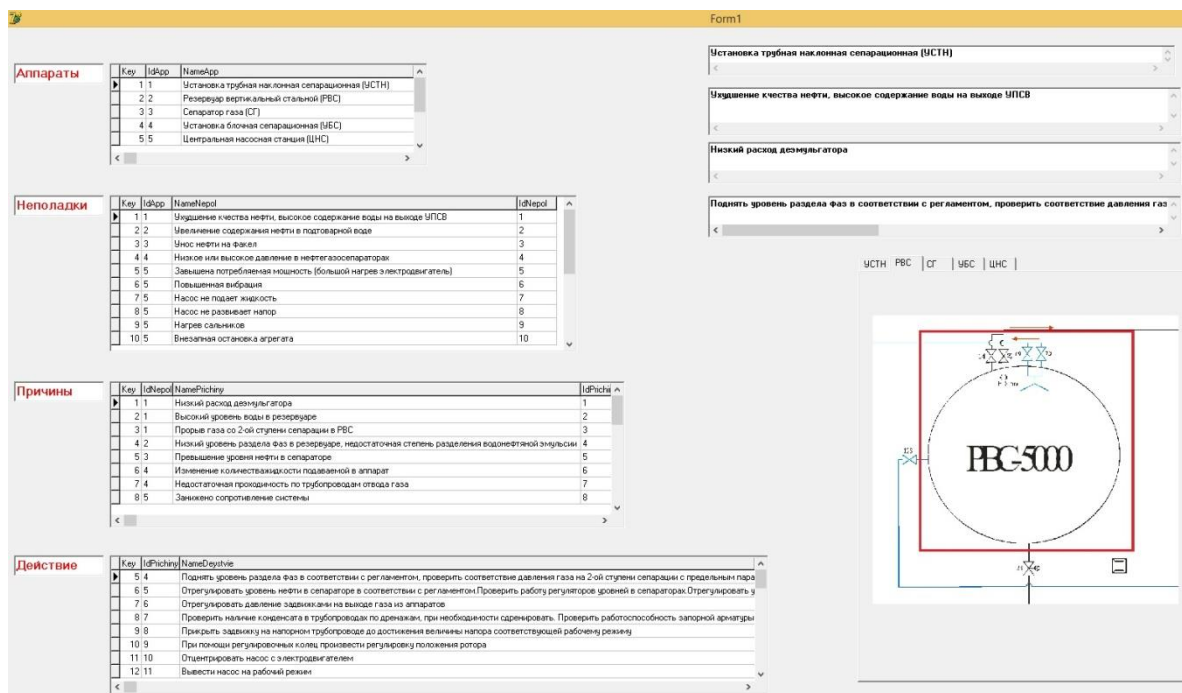


Рис. 1 Интерфейс, представленный в среде Delphi

Использование компьютерных тренажеров позволяет обеспечить [2]:

- мониторинг и контроль уровня подготовки инженерно-технического персонала;
- безопасность эксплуатации установок за счет высокой теоретической подготовки технологов и развития у них практических навыков действий в чрезвычайных ситуациях.

Использование таких программ на предприятии является важным этапом обучения инженерно-технического персонала. Также «Компьютерный тренажер для обучения инженерно – технического персонала действиям при аварийных ситуациях на установке первичной подготовки нефти» может быть использован в учебных центрах «Томскнефть» ВНК и других промышленных объединениях.

База данных компьютерного тренажера может быть расширена за счет включения различных технологических схем установок первичной подготовки нефти, с учетом внедрения новых технологий. В перспективе есть возможности и для совершенствования интерфейса обучающей программы.

Литература

1. Иванчина Э.Д., Ивашкина Е.Н., Шарова Е.С. Системный анализ химико-технологических процессов. – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 95 с.
2. Ивашкина Е.Н., Долганов И.М., Романовский Р.В., Чеканцев Н.В., Иванчина Э.Д., Долганова И.О., Киргина М.В., Семакин С.В. Разработка и применение компьютерных тренажеров для повышения квалификации инженерно-технического персонала нефтеперерабатывающих производств // Известия Томского политехнического университета. – 2011. – Т. 319. – № 5. – С. 87–92.

**ПОВЫШЕНИЕ ОБЪЕМОВ ПРОИЗВОДСТВА БЕНЗИНОВ МАРКИ АИ-98
С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА «COMPOUNDING»**

Е.В. Свиридова, М.В. Киргина

Научный руководитель – доцент М.В. Киргина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В последние годы в России наблюдается тенденция к производству высокооктановых и высококачественных марок бензина, таких как АИ-95 и АИ-98. В тоже время с 1 июля 2016 года была запрещена продажа топлива ниже 5-го экологического класса. Для производства бензина, который будет соответствовать всем требованиям нового Технического регламента № 609, а также для повышения доли выпуска высокооктанового бензина, производителям приходится пересматривать рецептуры смешения топлива, перераспределять сырье между установками вторичной переработки нефти, оптимизировать процесс управления и производства бензинов, а также модернизировать существующие установки [1].

Решение многофакторных задач оптимизации и прогнозирования процесса производства бензинов наиболее эффективно может быть выполнено с использованием метода математического моделирования и применения компьютерной моделирующей системы на физико-химической основе [2].

В процессе работы с использованием компьютерной моделирующей системы «Compounding» были проанализированы плановые и фактические рецептуры смешения бензинов за 2015-2016 год, по которым осуществлялось производство бензина на одном из нефтеперерабатывающих заводов европейской части России. На заводе осуществлялся выпуск двух марок бензина АИ-92 и АИ-95. Для большинства месяцев производство бензинов по плановым рецептурам и фактическим совпадает, однако для марки АИ-92 в первой половине 2016 года фактическое производство бензинов несколько превышает плановое, для марки АИ-95 фактическое производство бензинов во всех случаях (кроме одного месяца) соответствует плановому.

Для дальнейших исследований были выбраны 4 месяца: был произведен анализ плановых и фактических рецептур смешения, а также произведено сравнение основных свойств получаемых бензинов (ОЧИ – октановое число, исследовательский метод; ОЧМ – октановое число, исследовательский метод; ДНП – давление насыщенных паров). Для бензинов всех марок (фактические результаты) октановое число соответствует требованиям ГОСТ 32513-2013 «Топлива моторные. Бензин неэтилированный. Технические условия», а содержание ароматических углеводородов (УВ) и бензола соответствует требованиям Технического регламента ТС 013/2011, но для марки АИ-95 значение октанового числа превышает необходимое (95 пунктов) на 1,6-2,4 пункта.

Таким образом, можно увидеть, что идет значительный перерасход высокооктанового, дорогостоящего сырья. Для того чтобы производить бензин более ресурсоэффективным путем на основе имеющего сырья, необходимо скорректировать имеющиеся рецептуры смешения бензинов с целью производства большего количества высокооктанового бензина без не желаемого превышения основных свойств бензина (октанового числа).

Корректировка рецептур осуществлялась в направлении увеличения объемов производства высокооктанового, качественного бензина марок АИ-95 и АИ-98.

В процессе корректировки рецептур возникли следующие сложности, которые связаны с особенностями производства бензина на данном нефтеперерабатывающем заводе (НПЗ):

– Количество ароматических углеводородов при использовании существующих рецептур для марки АИ-92 находится на границе допустимого значения (35 % об.), а для марки АИ-95 превышает допустимое значение, что создает определенные сложности при корректировке;

– Основные потоки для производства бензина – высокоароматические потоки (рифформат, бензин каталитического крекинга), их доля составляет – около 55-65 % мас., а неароматическими потоками являются изомеризат и третметиламиловый эфир (ТАМЭ) (дорогостоящая добавка) – их доля от 25-35 % мас. В связи с этим в процессе корректировки часто возникала проблема избыточного содержания ароматических веществ в бензине, что является недопустимым.

– Для марки АИ-95 наблюдается октаноперепроизводство при достаточно больших объемах выпуска. Увеличение объема производства марки, с одновременным снижением октанового числа до необходимого (95 пунктов) является невозможным.

– Для обеих марок наблюдается значительное превышение требуемого октанового числа при больших объемах производства.

В связи с представленными выше сложностями, при корректировке рецептур для бензина марки АИ-95 рифформат был заменен на сырье данного процесса.

Корректировка была осуществлена в направлении производства высокооктанового бензина марки АИ-98 при уменьшении объемов производства марок АИ-92 и АИ-95. Результаты корректировки представлены в таблицах 1 и 2.

Как видно из таблиц 1 и 2, в результате корректировки удалось перераспределить исходное сырье таким образом, что после корректировки 22,7 % мас. от общего бензина составляет высокооктановая марка АИ-98 при начальном отсутствии данной марки в производстве. Общий объем сырьевых потоков не изменился, но для марки АИ-95 произошла замена рифформата на соответствующий сырьевой поток. Изменение объема производства для марок АИ-92 и АИ-95 составило – 14,68 и 35,76 % мас. соответственно.

**СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ
ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ**

Таблица 1

Основные свойства бензинов до и после корректировки рецептур смешения

Параметр	АИ-92		АИ-95			АИ-98
	до	после	до	до с использованием сырья риформинга	после	после
ОЧИ	93,1	92,3	97,4	96,3	95,2	98,2
ОЧМ	84,8	84,1	88,7	87,7	86,4	89,6
ДНП, кПа	65,0	66,6	57,4	56,4	55,5	57,2
Бензол, % об.	0,34	0,37	0,22	0,16	0,3	0,13
Ароматические УВ, % об.	34,57	34,06	35,81	34,8	34,92	34,91

В результате корректировки изначальный перерасход дорогостоящего сырья (93,1 и 97,4 пунктов вместо 92,0 и 95,0 соответственно) был устранен, из данного сырья удалось произвести 22 215 тонн высококачественного бензина марки АИ-98. На первом этапе корректировки для марки АИ-95 поток риформата был заменен на соответствующий сырьевой, что позволило уменьшить количество ароматических веществ в бензине (с 35,81 до 34,80 % об.) и, таким образом, привести бензин в кондиционное состояние. Все основные свойства бензинов после корректировки соответствуют всем нормам и требованиям ГОСТ 32513-2013 и Технического регламента ТС 013/2011. Запас по октановому числу составляет около 0,2 пункта, что позволит в случае изменения сырья произвести кондиционный бензин.

Таблица 2

Объемы производств бензинов до и после корректировки рецептур смешения

Компонент	До корректировки		После корректировки		
	АИ-92	АИ-95	АИ-92	АИ-95	АИ-98
	% мас.				
Риформат	53,9	61,9	51,4	62,1	64,2
Бензин кат.крекинга	16,5	4,6	19,3	7,1	–
Легкий изомеризат	10,2	5,4	8,5	0,8	16,2
Изомеризат	11,7	14,2	13,7	16,0	6,6
Риформат	6,1	2,7	7,1	–	–
Сырье риформинга	–	–	–	4,2	–
ТАМЭ	1,7	11,3	–	9,7	13,0

При помощи, разработанной комплексной моделирующей системы была осуществлена необходимая корректировка рецептур смешения бензинов. Разработанные рецептуры в каждом конкретном случае отображают концепцию наиболее эффективного использования сырьевых ресурсов в зависимости от их качества и имеющегося в наличии количества.

Литература

1. Храпов Д.В. Переход на продукцию класса 5. Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. 2015. – №8. – С. 13-14.
2. Maylin M.V., Kirgina M.V., Sviridova E.V., Sakhnevich B.V., Ivanchina E.D. Calculation of gasoline octane numbers taking into account the reaction interaction of blend components // Procedia Chemistry. – 2014. – Vol. 10. – pp. 477-484.

СИНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СМЕСИ НА ОСНОВЕ ЭФИРОВ ГЛИКОЛЕЙ – ЭФФЕКТИВНЫЕ И ЭКОНОМИЧНЫЕ АНТИДЕТОНАЦИОННЫЕ ДОБАВКИ К МОТОРНЫМ ТОПЛИВАМ

А.В. Ситало, Ф.А. Шараф

Научный руководитель – профессор Р.Ф. Хамидуллин

Казанский национальный исследовательский технологический университет, г. Казань, Россия

Технический уровень автомобильного парка определяет необходимый ассортимент и качество моторных топлив. В частности, качественный бензин – это бензин, который полностью отвечает всем требованиям двигателя и экологическому классу автомобиля.

Мировая тенденция улучшения экологических и эксплуатационных свойств автомобильных бензинов на сегодняшний день сводится, как правило, к применению многофункциональных добавок, главным образом, оксигенатов – спиртов, кетонов, эфиров, т.е. кислородсодержащих соединений. ГОСТ Р 51105-97, ГОСТ Р 51866-2002 «Бензин неэтилированный» и ГОСТ Р 54283-2010 предусматривают добавку оксигенатов ограниченного перечня, но с дополнением «другие оксигенаты». Использование оксигенатов придает особую актуальность и значимость поиску кислородсодержащих соединений, приемлемых в качестве антидетонационных добавок к бензину.

Бензин с низким октановым числом является причиной детонации и нестабильной работы двигателя. Октановое число целесообразно повышать введением оксигенатов (кислородсодержащих органических соединений) и их смесей, наиболее эффективных из существующих беззольных антидетонационных добавок, что наиболее

экологически безопасно и экономически выгодно [1]. Для повышения детонационных характеристик в качестве оксигенатов широко применяются спирты и эфиры, а также присадки на основе ароматических аминов, ферроцена и его производных, карбонильных соединений [3]. Вводимые ограничения и ожидаемый запрет на применение металлосодержащих добавок вызывают сомнения о возможности производителей октаноповышающих добавок удовлетворить растущий спрос на МТБЭ (метил-трет-бутиловый эфир), ЭТБЭ (этил-трет-бутиловый эфир), ТАМЭ (трет-амил-метилловый эфир) и другие топливные присадки в период перехода на бензины экологического класса Евро-5 и 6 при одновременном запрете на использование ММА (монометиланилина) и недостаточные темпы развития, реконструкции и модернизации НПЗ.

Цель и задачи исследований, результаты которых представлены в данной работе, заключались в выявлении возможности повышения детонационной стойкости бензина при одновременном снижении концентрации антидетонационной добавки в топливе. Объектом исследования являлась "активированная" ультразвуковым (акустическим) воздействием бензиновая фракция первичной перегонки нефти, не содержащая каких-либо присадок и добавок, и имеющая температурный интервал начала и конца кипения 37-181⁰С [2].

В качестве добавок исследовались кислородсодержащие соединения: ацетон, анизол, этилцеллозольв (ЭЦ), этилкарбитол (ЭК), бутилцеллозольв (БЦ), бутилкарбитол (БК). Для сравнения эффективности оксигенатов взят метил-трет-бутиловый эфир (МТБЭ) – как эталон и базовая антидетонационная добавка. Исследуемые добавки дозировались в исходную бензиновую фракцию (ОЧМ/ОЧИ = 77,8/82,1 ед.) в интервале объемных концентраций от 0,25 до 1 % об. с шагом 0,25 %, а с 1 до 7 % об. с шагом 1 %.

Среди исследованных эфиров гликолей можно выстроить ряд в порядке возрастания по способности повышать ОЧИ: БЦ < ЭЦ < ЭК < БК. Если рассматривать предельно допустимую концентрацию, т.е. введение добавок не более 5 % об., то ОЧИ бензина в ряду этих эфиров может быть увеличено от 91,4 ед. до 94,5 ед.

Обнаружено, что при совместном действии как этил- и бутилцеллозольвов (рис. 1), так и этил- и бутилкарбитолов (рис.2) обнаруживается неаддитивная зависимость изменения октановых чисел бензинов от соотношения соответствующих компонентов в смеси.

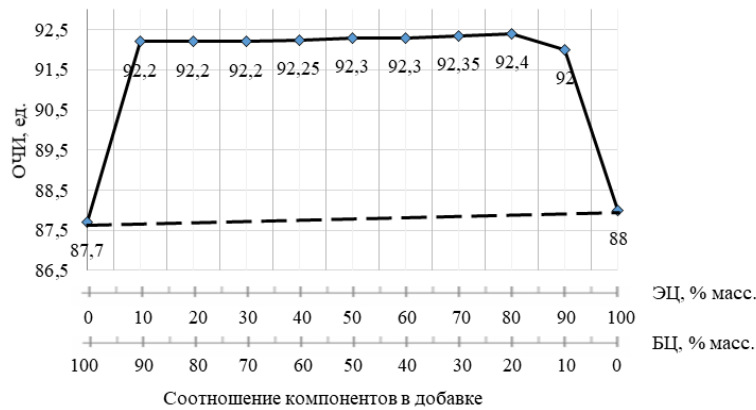


Рис. 1 Зависимость изменения ОЧИ бензина от соотношения компонентов в добавке состава ЭЦ+БЦ

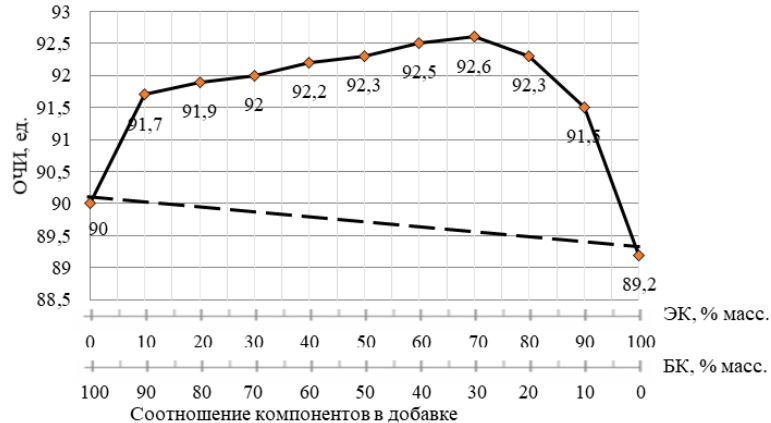


Рис. 2 Зависимость изменения ОЧИ бензина от соотношения компонентов в добавке состава ЭК+БК

Представленная зависимость (рис. 3) имеет бимодальный характер с ярко выраженными двумя экстремумами, указывающие на синергетические эффекты, при соотношениях (ЭЦ+БЦ):(ЭК+БК) 30:70 и 70:30, первое из которых позволяет повысить октановое число бензина до 93,3 ед., что на 0,9 ед. больше, чем ОЧ отдельных компонентов испытуемой бинарной смеси. Второй экстремум находится в области соотношений 70:30÷80:20, при этом ОЧ=93,2 ед.

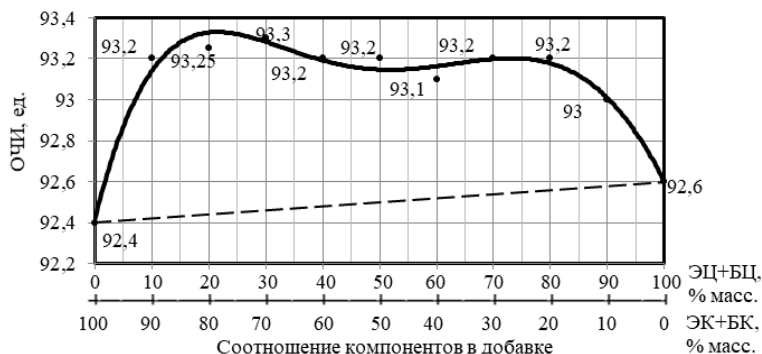


Рис. 3 Зависимость изменения ОЧИ бензина от соотношения компонентов в добавке состава (ЭЦ+БЦ):(ЭК+БК)

Таким образом, полученный высокооктановый бензин с октановым числом не менее 93 ед. (по исследовательскому методу) представляет интерес как компонент моторного топлива при компаундировании. Низкая концентрация композиционной добавки (1 % масс.) в бензине практически не влияет на изменение основных эксплуатационных характеристик моторного топлива, и главным образом на фракционный состав. Применение такой добавки является предпочтительной по сравнению с существующими антидетонационными присадками при решении важных экономических, технологических и экологических аспектов использования моторных топлив при эксплуатации двигателей современных автомобилей.

Экспериментальные исследования выполнены в рамках реализации ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014 - 2020 годы» при финансовой поддержке Минобрнауки РФ Соглашения № 14.577.21.0176 (УИ № RFMEFI57715X0176) на тему: «Новые физико-химические технологии в процессах сбора, транспортировки, подготовки и переработки продукции скважин высоковязких и тяжелых нефтей».

Литература

1. Камзина М. А. Повышения качества автомобильных бензинов как способ снижения вредных выбросов автотранспортом // Научное сообщество студентов XXI столетия: сб. ст. по мат. XV междунар. студ. науч.-практ. конф. 2016. № 15.
2. Никулин Р.М., Харлампиди Х.Э., Хамидуллин Р.Ф., Ситало А.В., Шараф Ш.А. Синергетические смеси на основе эфиров гликолей в качестве антидетонационных добавок к моторным топливам // Химия и технология топлив и масел. – 2016. – №5. – С. 20-26.
3. Сухинина О.С., Ивашкина Е.Н. Определение индивидуального компонентного состава бензина методом газовой хроматографии // Метод. указания к выполнению лаб. работ. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. 34 с.

ТОПЛИВНЫЕ БРИКЕТЫ ИЗ ОТХОДОВ БУРЫХ УГЛЕЙ

Т.М. Соловьев

Научный руководитель – зав. лабораторией проблем коррозии и старения О.Н. Буренина
ФГБУН Институт проблем нефти и газа СО РАН, г. Якутск, Россия

При добыче и многократных погрузочно-разгрузочных работах происходит активное измельчение угля, увеличивается доля мелкой фракции. Транспортировка и хранение такого угля без какой-либо сортировки и переработки приводит к значительным количественным и качественным потерям, в первую очередь, это касается бурого угля. Как правило, бурые угли характеризуются высокой влажностью, легко подвержены окислению под воздействием атмосферного воздуха, что приводит к ухудшению прочностных характеристик угля [3]. Кроме того, на местах потребления в основном используется слоевой вид сжигания угля, эффективность которого в большей степени зависит от гранулометрического состава, зольности, влажности угля, и в меньшей степени от его марки [6]. Было отмечено [5], что использование угля с высоким содержанием мелких фракций ведет к снижению КПД котлов на 30-40%. В связи с этим, для снижения потерь при транспортировке, улучшения качества поставляемого топлива необходимо сортировка угля по крупности. Оставшуюся мелкую фракцию при этом рекомендуется брикетировать. Брикетирование - это один из способов окускования угольной мелочи, превращение ее в кусковое, транспортабельное топливо.

В данной работе предлагается способ брикетирования бурого угля с древесными опилками. Древесные опилки играют роль связующего вещества, взамен дорогостоящих органических связующих, таких как битум. Предполагается, что древесина обладает связующей способностью из-за наличия в своем составе аморфного полимера сложного строения – лигнина, который в древесине играет роль межклеточного связующего вещества [4].

Основными показателями качества топливных брикетов являются механическая прочность, необходимая для транспортировки материала на дальние расстояния, теплотворная способность, зольность и атмосферостойкость. Таким образом, целью данной работы было определение оптимального содержания древесной биомассы в буроугольных брикетах для производства качественного топлива.

В качестве объектов исследования были использованы бурый уголь Кангаласского месторождения Ленского бассейна и древесные опилки из сосны. Подготовка исходных компонентов для проведения исследований заключалась в просеивании через лабораторные сита для отделения крупной фракции, размер ячеек для бурого угля составлял 2,5 мм, для древесных опилок – 1,25 мм, и сушке для удаления избыточной внешней влаги. При составлении смесей содержание древесных опилок составляло 0, 5, 10 и 15 масс. %. Влажность для всех смесей составляла 10%.

Для проведения соответствующих испытаний были приготовлены цилиндрические образцы с диаметром 25 мм различного состава. Для этого испытываемая смесь закладывалась в пресс-форму и выдерживалась в сушильном шкафу при температуре 100°C в течение 180 мин. Прессование проводилось на гидравлическом прессе при давлении 200 МПа. После этого образец вынимался из пресс-формы и охлаждался при комнатной температуре.

Механическую прочность брикетов определяли методом сжатия согласно ГОСТ 21289-75 на универсальной испытательной машине «UTS-2» [2]. Данные по теплотворным свойствам были получены в испытательной лаборатории топлива АлтГТУ (г. Барнаул). Результаты исследований представлены в таблице 1.

Как показывают результаты, увеличение содержания древесных опилок приводит к повышению прочности образцов. При содержании древесных опилок 10 и 15 масс. %, образцы имеют примерно до 2,7 раз повышенные значения прочности при сжатии относительно образцов без содержания древесных опилок.

Таблица 1

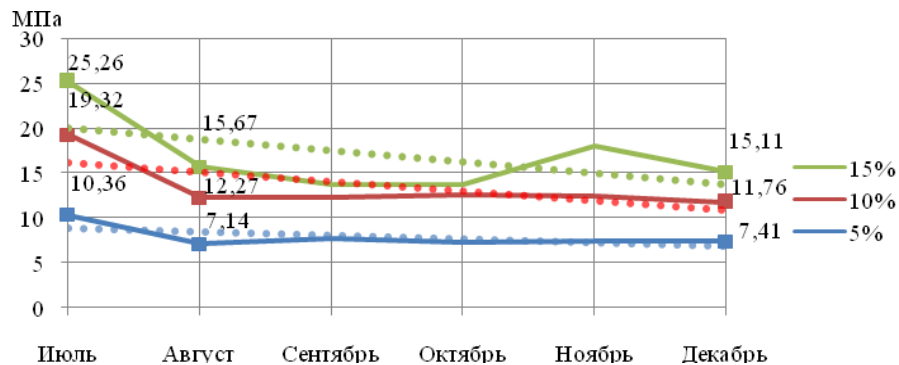
Основные технические характеристики брикетов

Состав	$\sigma_{сж}$, МПа	W^r , %	A^d , %	V^{daf} , %	Q^{daf}_s , МДж/кг	Q^i , МДж/кг
Бурый уголь Кангаласского м/р	7,26*	10,6	13,0	54,5	28,9	21,4
Уголь 95%+опилки 5%	12,36	6,9	16,9	52,1	27,2	20,0
Уголь 90%+опилки 10%	18,88	6,9	12,6	53,3	27,0	20,9
Уголь 85%+опилки 15%	19,84	6,7	15,1	55,9	26,7	20,1

($\sigma_{сж}$ – прочность при сжатии; W^r – общая влага; A^d – зольность на сухое состояние топлива; V^{daf} – выход летучих веществ; Q^{daf}_s – высшая теплота сгорания на сухое беззольное состояние топлива; Q^i – низшая теплота сгорания на рабочее состояние топлива; * – значение прочности при сжатии буроугольного брикета)

Сравнение теплотворных свойств композитных образцов проводилось с бурым углем Кангаласского месторождения. Полученные данные показывают, что теплотворные характеристики древесно-угольных образцов имеют близкие значения. Также наблюдается снижение высшей теплоты сгорания с увеличением содержания древесных опилок, что обусловлено изменением вещественного состава образцов. Добавление древесной биомассы в буроугольный брикет приводит к увеличению содержания водорода и кислорода. Доля углерода по сравнению с исходным углем в древесно-угольных брикетах снижается. Практическое значение имеет низшая теплота сгорания, которая учитывает влияние влаги и минеральных примесей, содержащихся в испытуемых образцах. Как видно из таблицы 1, зольность колеблется в пределах 12,6 и 16,9%. Древесина не существенно влияет на зольность брикета, так как неорганическая часть древесины составляет всего 1% [1]. На показатель зольности образцов, прежде всего, влияют минеральные примеси угля, которые накапливаются в процессе углеобразования. Таким образом, введение древесной биомассы в данных образцах существенно не влияет на значение низшей теплоты сгорания.

С целью определения допустимых сроков хранения брикетов и потери механической прочности в процессе их старения, проводились натурные испытания при воздействии внешних факторов: влаги, температуры, ветра. Испытания проводились на полигоне ИПНГ СО РАН при хранении под навесом. В конце каждого месяца определялась значение прочности при сжатии. Партия древесно-угольных брикетов различного состава была выставлена на хранение 1 июля 2017 г. На рисунке 2 представлены полугодичные данные хранения образцов.



$T_{днем}$, °C	+24	+23	+12	-3	-27	-37
$T_{ночью}$, °C	+13	+11	+3	-10	-32	-40
$U_{ветра}$, км/ч	7,7	7,5	8,4	9,7	7,0	4,5
Влажность, %	58	79	90	80	75	67
Количество выпавших осадков, мм	22	26	68	12	10	6,8

Рис. 2 Результаты испытаний образцов на атмосферостойкость и среднемесячные метеоданные за период проведения исследований

СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ

Результаты показали, что сильное снижение прочности наблюдается в течение первых 2 месяцев после начала экспонирования образцов. В течение августа прочность образцов с содержанием древесных опилок 10 и 15 масс. % снизилась на 37%, и на 31% - для составов с 5 масс. % опилок. Дальнейшее экспонирование не вызывает существенных изменений прочности образцов, и остается на уровне 7, 12, 15 МПа для образцов с содержанием древесных опилок 5, 10, 15 масс. % соответственно.

Исходя из полученных результатов можно сделать заключение, что введение древесной биомассы в буроугольный брикет приводит к увеличению механической прочности, наиболее прочные брикеты получаются при содержании 10 и 15 масс. %. Климатические испытания также показали, что данные образцы сохраняют достаточную прочность при длительном хранении на улице под навесом. Теплотворные показатели композитных брикетов имеют близкие значения, древесная биомасса при таких количествах не существенно влияет на количество выделяемого тепла.

Работа была выполнена при поддержке Программы РАН V. 45. Научные основы создания новых материалов с заданными свойствами и функциями, в том числе высокочистых и наноматериалов: проект V.45.2.1. «Исследование физико-химических особенностей формирования морозостойких композиционных материалов и прогнозирование их долговечности в условиях холодного климата».

Литература

1. Головкин С.И., Коперин И.Ф., Найденов В.И. Энергетическое использование древесных отходов. - М.: Лесная промышленность, 1987. — 224с.
2. ГОСТ 21289–75. Брикеты угольные. Методы физических испытаний.
3. Миронов К.В. Справочник геолога-угольщика. М.: Недра, 1991. – 363 с.
4. Сарканен К.В., Людвиг К.Х. Лигнины – М.: Лесная промышленность, 1975. – 631с.
5. Субботин Ю.В., Овешников Ю.М., Циношкин Г.М. Управление качеством бурых углей Харанорского месторождения//Горный информационно-аналитический бюллетень. – Москва, 2012. – № 4. – С. 64-72.
6. Ткач С.М., Гаврилов В.Л. О влиянии технологических цепочек «георесурс - потребитель» на потери угля при энергообеспечении полярных районов Якутии // Фундаментальные и прикладные вопросы горных наук. – Новосибирск, 2016 – т.1, №3. – С. 213-218.

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИИ КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА

Е. В. Фролова

Научный руководитель – доцент Н.В. Ушева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В динамике разработки газоконденсатного месторождения наблюдается снижение пластового давления, изменение состава и расхода пластовой смеси, поэтому возникает необходимость поиска оптимальных технологических режимов работы установок комплексной подготовки газа (УКПГ) [1].

Разработанная на кафедре Химической технологии топлива моделирующая система (МС) комплексной подготовки газа и газового конденсата включающая модуль оптимизации позволяет анализировать режимы работы УКПГ [2,3].

Целью данной работы являлось исследование влияния технологических параметров и выбор оптимальных режимов работы УКПГ.

С применением МС были выполнены расчеты при варьировании технологических параметров на разных этапах разработки месторождения. Получены основные показатели процесса подготовки газового конденсата: выход и состав товарного газа и конденсата, температура точки росы по углеводородам и воде.

На рисунке 1 показаны изменения в составе пластовой смеси в динамике разработки месторождения (рис.1).

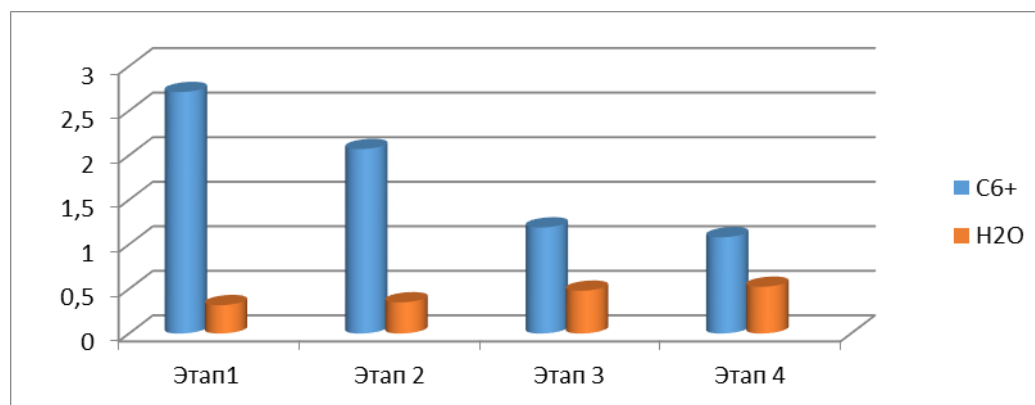


Рис. 1 Изменение содержания в пластовой смеси тяжелых углеводородов(C6+) и воды.

Анализ изменения состава пластовой смеси показал (рис.1), что по мере разработки месторождения и уменьшения пластового давления содержание тяжелых углеводородов снижается, а количество воды возрастает, также уменьшается содержание газообразных компонентов.

Используя исходные данные для каждого этапа разработки месторождения были проведены расчеты процесса низкотемпературной сепарации при варьировании технологических параметров. и выбраны оптимальные режимы с учетом ГОСТ 51.40-93 «Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам».

В ходе исследования было установлено, что наибольшее влияние на выход товарного газа оказывает изменение температуры в третьем сепараторе.

С использованием пластовой смеси 2 провели исследования влияния температуры на третьей ступени сепарации на выход товарного газа и показателей качества его подготовки (табл.1).

Таблица 1

Результаты влияния температуры на выход товарного газа

Параметры	Температура в сепараторе С3, °С			
	-32,2	-30,2	-29,0	-28,0
Выход товарного газа, т/ч	0,0422	0,0565	0,0617	0,0735
Точка росы по УВ, °С	-25,6	-24,3	-22,9	-22,1
Точка росы по Н ₂ О, °С	-25,8	-24,1	-21,9	-21,9

Показано (табл.1), что выход товарного газа возрастает при повышении температуры на третьей ступени сепарации, при этом температура точки росы возрастает, однако соответствует требованиям ГОСТ.

Выбор оптимального режима работы установки осуществлялся по следующим критериям: максимальный выход товарного газа и соответствие ГОСТ значений температуры точки росы по воде и углеводородам(табл.2).

Таблица 2

Оптимальные режимы работу УКПГ

Параметры	Этап 1		Этап 2		Этап 3		Этап 4	
	Т, °С	Р, МПа	Т, °С	Р, МПа	Т, °С	Р, МПа	Т, °С	Р, МПа
С1	21,8	13,9	24,7	8,6	24,7	6,7	20,1	7,6
С2	-8,6	9,8	4,0	8,3	-8,6	6,6	3,0	7,0
С3	-31,9	5,5	-28	4,4	-34,9	4,1	-32,1	6,0
Расход товарного газа, кг/ч	152335		128694		127065		122155	
Точка росы по УВ, °С	-26,7		-22,1		-27,9		-31,3	
Точка росы по Н ₂ О, °С	-21,6		-21,9		-24,4		-23,6	

Для 1, 2, 3 этапов при оптимальных режимах расход товарного газа составляет соответственно 152335, 128694, 127065 кг/ч. На 4 этапе оптимальный режим соответствует режиму работы промышленной установки, расход товарного газа составляет 122155 кг/ч.

В результате проведенных исследований процесса комплексной подготовки газового конденсата были установлены зависимости изменения выхода товарного газа от технологических параметров и рекомендованы оптимальные технологические режимы для различных периодов разработки месторождения, которые обеспечивают получение максимального выхода товарного газа, удовлетворяющего требованиям ГОСТ.

Литература

1. Мурин В. И. и др. Технология переработки природного газа и конденсата: Справочник: В 2 ч //М.: Недр. – 2002. – С. 517.
2. Кравцов А.В., Ушева Н.В., Мойзес О.Е., Кузьменко Е.А., Рейзлин В.И., Гавриков А.А. Информационно-моделирующая система процессов промышленной подготовки газа и газового конденсата // Известия Томского политехнического университета. – 2011. – Т. 318 – №5. – С. 132–137.
3. Сергеев О.А., Князев А.С., Кравцов А.В., Ушева Н.В., Мойзес О.Е., Кузьменко Е.А., Рыжакина А.Н. Моделирование процессов отделения водометанольных растворов при промышленной подготовке газового конденсата // Газовая промышленность. – 2008. – № 4. – С. 24–27.

**МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА КАТАЛИТИЧЕСКОГО КРЕКИНГА С
УЧЕТОМ ОБРАТИМОСТИ РЕАКЦИЙ**

Т.А. Шафран, Г.Ю. Назарова

Научный руководитель – профессор Е.Н. Ивашкина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Каталитический крекинг является одним из наиболее распространенных крупнотоннажных процессов углубленной переработки нефти. Моделирование каталитического крекинга необходимо с точки зрения проведения анализа и прогнозирования важных технологических показателей процесса.

Целью данного исследования является разработка математической модели процесса каталитического крекинга, учитывающей изменение направления протекания химических реакций при изменении температуры процесса и парциальных давлений компонентов.

Объектом исследования является промышленная установка каталитического крекинга гидроочищенного вакуумного газойля (фр. 300–570°C) с непрерывно циркулирующим микросферическим цеолитсодержащим катализатором, температура крекинга изменяется в широком диапазоне 768–815 К.

В соответствии с принципом детального равновесия классической термодинамики любые химические реакции могут быть термодинамически обратимыми. При этом наличие значительного градиента температур по высоте реакционного аппарата (30–60°C) может вызывать изменение направления протекания реакций процесса и при определенных условиях интенсификацию реакций, приводящих к дезактивации катализатора (алкилирование, конденсация, коксообразование), что влияет на показатели процесса крекинга. Разработка математической модели, учитывающей изменение направления протекания реакций крекинга в зависимости от текущей температуры и парциальных давлений компонентов каждой отдельной стадии, обеспечит высокую точность расчетов при прогнозировании показателей процесса каталитического крекинга.

Численно оценить направление протекания реакций в условиях каталитического крекинга возможно при расчете текущего значения сродства химической реакции [1]:

$$A_{rij} = -\Delta_r G_{ij} = \mu_i - \mu_j \geq RT, \quad (1)$$

где A_{rij} – текущее значение изменения сродства химической реакции, Дж/моль, R – универсальная газовая постоянная, Дж/(моль·К), T – текущая температура, К, $\Delta_r G_{ij}$ – текущее значение изменения энергии Гиббса, Дж/моль, μ_i и μ_j – текущее значение химического потенциала исходных компонентов и продуктов превращения стадии, соответственно, Дж/моль.

Химический потенциал в приближении идеального газа можно рассчитать с помощью уравнения (2):

$$\mu_i = \mu_i^0 + RT \ln p_i, \quad (2)$$

где μ_i^0 – стандартный химический потенциал, приравненный мольной стандартной энергии Гиббса соответствующего компонента при текущей температуре, Дж/моль, p_i – парциальное давление компонента, Па.

На основании результатов термодинамического анализа реакций с применением квантово-химических методов расчета с учетом критерия возникновения термодинамической необратимости сформирована формализованная схема превращений групп углеводородов вакуумного дистиллята при температуре начала реакции (рисунок 1) и положена в основу математической модели процесса каталитического крекинга.

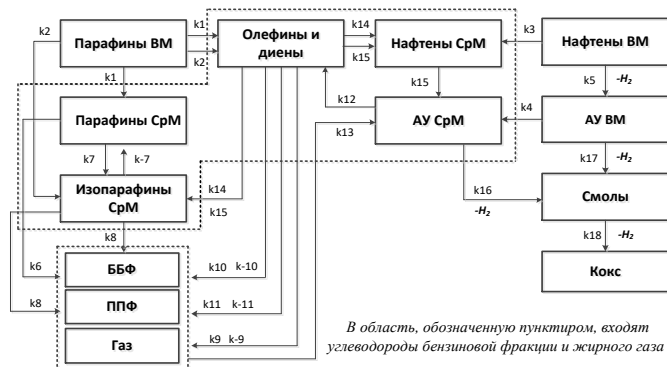


Рис. 1 *Схема превращения углеводородов процесса каталитического крекинга при средней температуре начала реакции (848 К)*

k_j и k_{-j} – константы скорости прямой и обратной химических реакций; Парафины ВМ – высокомолекулярные парафины (C₁₃–C₄₀) сырья, легкого и тяжелого газойлей; Парафины СрМ – среднемолекулярные парафины (C₅–C₁₂) бензиновой фракции; АУ СрМ – ароматические углеводороды бензиновой фракции; Нафтены ВМ – высокомолекулярные нафтены сырья, легкого и тяжелого газойлей; АУ ВМ – высокомолекулярные ароматические углеводороды сырья, легкого и тяжелого газойлей; ППФ – пропан-пропиленовая фракция; ББФ – бутан-бутиленовая фракция

Расчет текущего химического сродства реакций и проверка условия необратимости реакций в соответствии с уравнением (1) выполняются на каждом шаге в зависимости от парциальных давлений компонентов реакционной смеси и текущей температуры по высоте лифт-реактора. В случае, если сродство отдельной стадии в цепочке превращений в текущий момент времени превышает величину RT , реакция считается необратимой (т.е. $k_{-j} = 0$), и наоборот, реакция считается обратимой, если сродство меньше величины RT . В последнем случае расчет константы скорости обратной реакции осуществляется по формуле:

$$k_{-j} = \frac{k_j}{\exp(A_{rij}/RT)}, \quad (3)$$

где k_j, k_{-j} – константа скорости прямой и обратной реакции, соответственно.

В рамках данной работы проведено исследование по влиянию кратности циркуляции катализатора на изменение направления целевых и побочных реакций каталитического крекинга по величине текущего сродства химических реакций в зависимости от парциальных давлений компонентов реакционной смеси и текущей температуры крекинга. Результаты по модели показали, что при переработке вакуумного дистиллята с соотношением насыщенных к ароматическим углеводородам – 1,89 ед. при изменении кратности циркуляции катализатора с 4 до 8 $T_{кат}/T_{сырья}$ температура крекинга возрастает с 770,3 до 814,7 К, что оказывает влияние на направление протекания реакций.

Зависимости изменения сродства для реакций изомеризации парафиновых углеводородов и циклизации олефиновых углеводородов от кратности циркуляции катализатора и температуры процесса представлены на рисунках 2 и 3 соответственно.

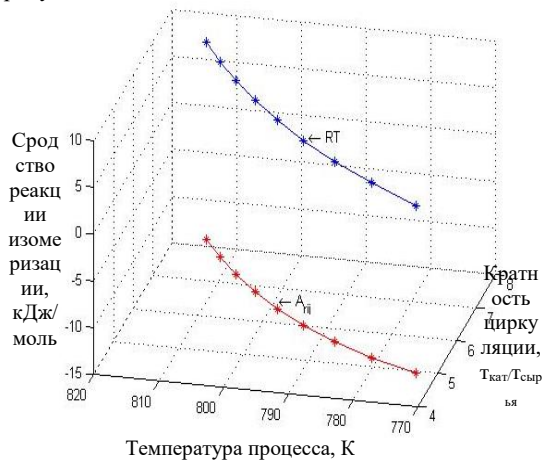


Рис. 2 Зависимость изменения сродства реакции изомеризации от температуры процесса и кратности циркуляции катализатора

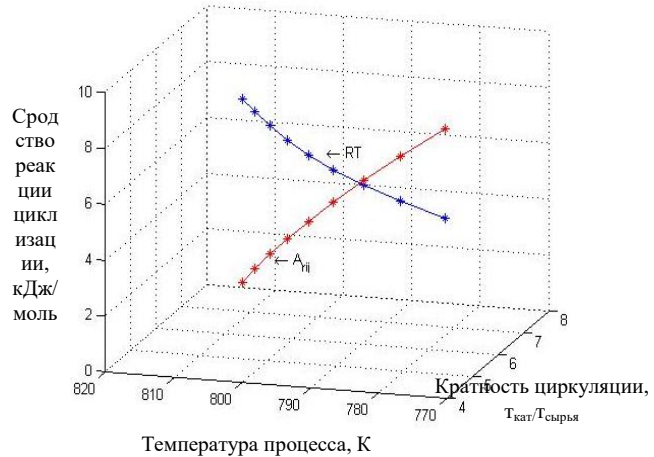


Рис. 3 Зависимость изменения сродства реакции циклизации от температуры процесса и кратности циркуляции катализатора

Из рисунка 2 следует, что при увеличении температуры крекинга с 770,3 до 814,7 К величина химического сродства реакции изомеризации ($A_{rij} = -11,5... -14,3$ кДж/моль) намного меньше величины критерия необратимости ($RT = 6,5-6,8$ кДж/моль.), следовательно, реакция изомеризации парафиновых углеводородов является строго обратимой, величина константы равновесия для указанных температур составила с 0,16 до 0,12.

При увеличении температуры процесса крекинга с 770,3 до 786,0 К величина химического сродства для реакции циклизации олефинов составляет $A_{rij} = 9,6-6,5$ кДж/моль и, следовательно, протекает только в прямом направлении. При дальнейшем увеличении температуры крекинга до 814,7 К происходит изменение направления протекания реакций в сторону образования исходных компонентов (крекинг нафтенов с образованием олефинов), при этом величина изменения сродства реакции составила $A_{rij} = 6,5-0,2$ кДж/моль, величина константы равновесия уменьшается с 2,67 до 1,03.

Расчет сродства химической реакции на каждом шаге в зависимости от температуры крекинга и парциальных давлений компонентов позволяет учитывать изменение направления протекания реакций, характерное для реакций изомеризации, циклизации, переноса водорода, деалкилирования и конденсации ароматических углеводородов при определенных условиях, что может значительно повлиять на показатели процесса.

Работа выполнена при поддержке гранта Президента РФ для молодых российских ученых-докторов наук МД-4620.2018.8

Литература

1. Пармон В.Н. Термодинамика неравновесных процессов для химиков. с приложением к химической кинетике, катализу, материаловедению и биологии: Учебное пособие / Долгопрудный: Издательский дом «Интеллект», 2015. – 472 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА РАЗРУШЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

М.Е. Щетинина

Научный руководитель – доцент О.Е. Мойзес

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

Нефть является сложной смесью, которая содержит больше всего жидких углеводородов, растворенных твердых и газообразных углеводородов, а также в ней присутствуют различные механические примеси, которые усложняют дальнейшую транспортировку и переработку.

При добычи и транспортировки нефти, происходит её интенсивное перемешивание с водой, в результате чего образуются водонефтяные эмульсии, которые имеют разную стойкость [1-3]. Поэтому основная проблема, встречающаяся при сборе, транспортировки и подготовки нефти – это разрушение водонефтяных эмульсий, притом, данная проблема требует различных подходов в зависимости от этапов разработки месторождения.

Основной метод, который используется для разрушения водонефтяных эмульсий – это термохимический метод. Суть метода заключается в введение химического реагента или по-другому деэмульгатора в водонефтяную эмульсию, в результате чего происходит снижение стойкости водонефтяной эмульсии, следовательно, происходит разрушение. Отсюда, актуальность задачи заключается в подборе химического реагента для эффективного массообменного процесса и дальнейшего процесса коалесценции капель воды.

Математическое моделирование является в настоящее время одним из самых важных этапов, которое помогает решить различные задачи анализа, оптимизации, кроме того, помогает повысить эффективность существующих установок промышленной подготовки нефти (УПН). В связи с этим, целью данной работы является усовершенствование математической модели и программы расчета, а также выполнение исследований влияния технологических параметров на эффективность процесса каплеобразования при первичной подготовке нефти.

Объектами исследования в работе являются водонефтяная эмульсия, которая образуется в результате добычи и транспортировки нефти, а также химические реагенты или деэмульгаторы, которые разрушают водонефтяную эмульсию.

Главный параметр, который характеризует водонефтяную эмульсию – это поверхностное натяжение. Как таковых теоретических зависимостей поверхностного натяжения от концентрации деэмульгатора в действительности нет, в связи с этим, для учета влияния концентрации деэмульгатора на процесс каплеобразования на основании опытных данных были получены теоретические зависимости влияния концентрации химического реагента на поверхностное натяжение и введены в математическую модель.

Расчет диаметра капель при движении водонефтяной эмульсии по трубопроводу проведен по известной методике Тронова В.П. [3].

Используя зависимости учета влияния химического реагента, выполнены исследования влияния технологических параметров на процесс каплеобразования.

На рисунке 1 представлена зависимость изменения поверхностного натяжения от концентрации деэмульгатора.

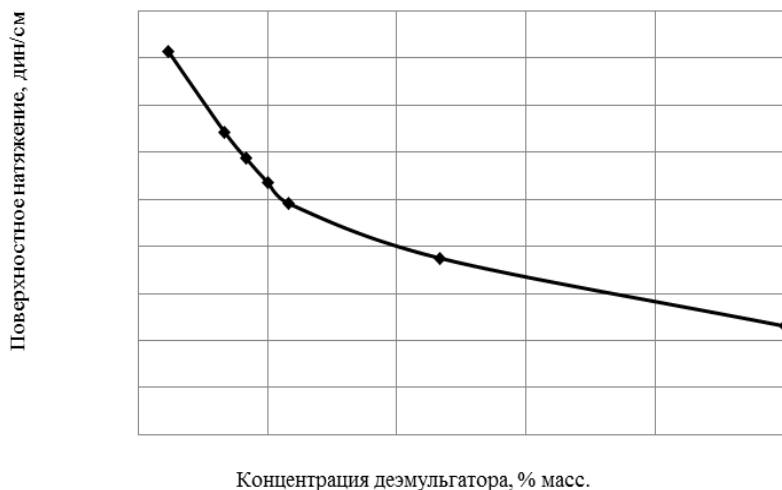


Рис. 1 Зависимость поверхностного натяжения от концентрации деэмульгатора

Также были введены зависимости плотности и вязкости от температуры в программу расчета, после чего были проведены исследования.

На рисунке 2 представлена зависимость влияния температуры на плотность водонефтяной эмульсии.

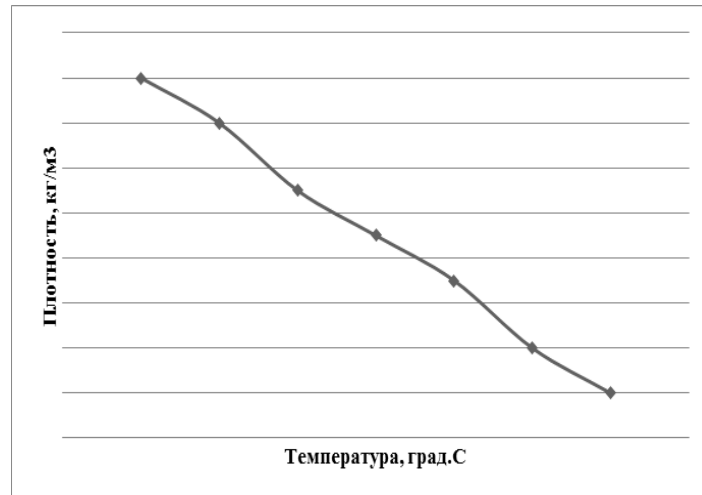


Рис. 2 Зависимость плотности эмульсии от температуры

Из этого следует, что учет влияния концентрации деэмульгатора на поверхностное натяжение и температуры на плотность и вязкость в математической модели, позволит нам предвидеть влияние деэмульгатора на эффективность процесса каплеобразования, кроме того, при процессе разрушения водонефтяной эмульсии найти самый эффективный режим.

Литература

1. Глаголева О.Ф., Капустина В.М. Технология переработки нефти. Часть первая. Первичная переработка нефти. – М.: Химия, 2007. 275-287.
2. Пузин Ю.И. Практикум по химии нефти и газа. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2004. 142 с.
3. Тронов В.П. Системы нефтегазосбора и гидродинамика основных технологических процессов. – Казань: Фэн, 2002. 512 с.

Секция 14 КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ

МИКРОМИНЕРАЛОГИЧЕСКОЕ ИЗУЧЕНИЕ ХВОСТОВ ОБОГАТИТЕЛЬНЫХ ФАБРИК КАК ТЕХНОГЕННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЦВЕТНЫХ МЕТАЛЛОВ

Т.Л. Абдуллаева, А.А. Алкенова

Научный руководитель – профессор, д.г.-м.н.,

академик КазНАЕН А.Б. Байбатша

*Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И. Сатпаева, г. Алматы, Казахстан*

Исследования проводились в хвостохранилище Боргезсай Джезказганской обогатительной фабрики. Из хвостохранилища отобраны пробы из картировочных скважин и канав на обнаженном борту. Эти пробы доставлены в Инновационную геолого-минералогическую лабораторию КазНУТУ, где они обработаны для проведения гранулометрического, спектрального анализов и микроминералогического исследования. По рыхлым и измельченным материалам хвостов приступили к изготовлению цементированных шлифов (рудные аншлифы).

Распределение и содержание основных (медь, свинец, цинк) и сопутствующих (благородные и редкие металлы) полезных компонентов установлены с использованием микроминералогических исследований.

Из большого хвостохранилища Джезказганской обогатительной фабрики №1 и №2 отобраны пробы, которые представляют собой рыхлый измельченный материал исходных руд медистых песчаников Джезказганского месторождения. Для проведения микроминералогических лабораторных исследований пробы были обработаны, цементированы и из них изготовлены шлифы и аншлифы [1-3].

Предварительно до проведения исследований под микроскопом пробы из хвостов подвергнуты спектральному анализу. Описание некоторых цементированных шлифов приведено ниже.

Минеральный состав (количество зерен дано приблизительно): халькопирит – 24, ковеллин – 14, халькозин – 6, борнит – 14, пирит – несколько зерен.

Халькопирит – 1) в свободном виде-1 (0,01×0,03 мм) и 3 зерна (0,01×0,015 мм); 2) в кварце-1 (0,075×0,015 мм) 3 зерен (от 0,015-0,02×0,02 мм) 5 зерен (0,04×0,02 мм) (рис. 1); 3) в сростании с ковеллином-3 (от 0,01-0,015×0,015 мм) 2 зерен (0,035×0,04мм); в сростании с борнитом в кварце-1 (от 0,025-0,05×0,05мм); 4) по краю зерен кварца-2 (0,015-0,03×0,015).

Мелкие вкрапленники халькопирита, как на рисунке в виде включений и скоплений находятся в кварце, более крупные в сростании с кварцем, редко встречаются наиболее крупные выделения халькопирита в свободном виде. Размер зерен и выделений халькопирита колеблется от 0,005 мм до 0,05×0,1 мм, в среднем составляя примерно 0,01-0,03 мм. В одном случае халькопирит встречен в сростании с борнитом в кварце, в другом – в тесном сростании с пиритом. Отмечаются редко его сростки с борнитом.

Ковеллин – 1) в кварце 1 (0,075×0,035мм), 1 (0,02×0,035 мм) и скопление разных размеров-10 зерен (от 0,005-0,04×0,02 мм) (рис. 1); 2) по краю зерен кварца в сростании с халькопиритом-1 (0,025×0,025 мм) в сростании с борнитом-1 (0,04×0,035 мм).

Халькозин – 1) в кварце-1 (0,05×0,025мм) (рис. 1); 2) в сростании с халькопиритом-1 (0,015×0,035мм) и в сростании с борнитом-1(0,04×0,05мм) 3 зерен (от 0,02-0,05×0,02).

Борнит – 1) в кварце – 11 зерен (от 0,025-0,075×0,02мм); 2) в сростании с ковеллином-3 (0,025-0,04×0,035мм).

Основными рудными минералами Джезказганского месторождения медистых песчаников являются борнит, минералы халькозиновой группы, халькопирит, галенит. На месторождении наблюдается четкая вертикальная зональность в распределении этих минералов. В верхних горизонтах месторождения главную роль играет халькопирит, глубже преобладает борнит, и, наконец, в самых нижних горизонтах – халькозин. Для нижних горизонтов также характерны повышенные содержания свинца и цинка. Аналогичная последовательность смены медных минералов наблюдается и в отдельных рудных телах; в центральных их частях преобладает халькозин. По мере движения к периферии он сменяется борнитом, а последний, в свою очередь, халькопиритом. Для краевых частей рудных тел характерно увеличение содержаний свинца и цинка.

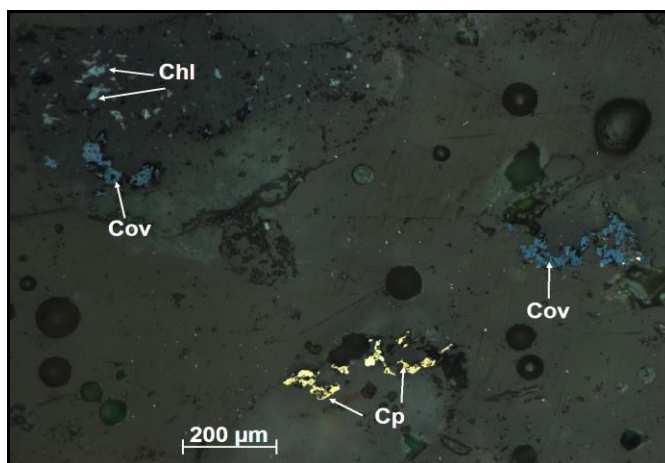


Рис. 1 Зерна халькозина и ковеллина в кварце и зерна халькопирита, ковеллина по краям кварца

Рудные минералы активно замещают обломки полевых шпатов, буквально пронизывая их, превращая в сплошную губчатую массу. Отмечено, что зерна К-шпатов под воздействием рудной минерализации приобретают микропертитовую структуру, нередко с шахматными двойниками. Часто рудные минералы замещают лишь одну систему угасающих двойниковых пластинок [4-7].

Закономерности распределения обломочного материала и рудных минералов в них зависят от состава рудовмещающих пород. Основными видами осадочных пород района рудовмещающей толщи месторождения Джекказган являются конгломераты, гравелиты, песчаники, алевролиты [1, 2].

Изучение накопленных хвостов обогатительных фабрик предусматривает проведение большого объема опробовательских и лабораторных работ. Для этого следует пробурить картировочные буровые скважины на всю глубину хвостохранилища с охватом всей площади распространения хвостов. Условия для бурения скважин не стандартные, так как хвосты представляют собой рыхлый материал, который в обнаженных стенках скважин является не устойчивым. В связи с этим требуется применять особую технологию бурения, которая заключается в применении двойной колонковой трубы и обсадку стенок скважин. Такие скважины должны обеспечивать полноценный отбор рыхлого кернового (шламового) материала для выполнения минералогических исследований и технических испытаний.

Отобранный материал подлежит минералогическим исследованиям. Хвосты обогатительных фабрик представляют собой измельченный рыхлый материал. В таком виде он пригоден для спектральных и химических анализов, а для выполнения минералогических исследований требуется его предварительное цементирование в брикеты и затем только изготавливать аншлифы. Исследования минерального состава хвостов в аншлифах проводятся с применением микроминералогических методов на новейших оптических и прецизионных электронных приборах. Такие исследования проводятся как на базе нашей лабораторной базы, так и в лабораториях наших зарубежных партнеров, которые имеют большие возможности в области прецизионных исследований.

Сравнительный минеральный и гранулометрический состав хвостов можно определить по вещественному составу исходных руд, поступающих на обогатительную фабрику для переработки. С этой целью выполнены исследования терригенных пород рудоносной толщи Джекказганского месторождения. Микроминералогические исследования выполнены с применением поляризационного и электронного микроскопа.

Выполненные лабораторные исследования проб, отобранных их хвостохранилища обогатительной фабрики, показали, что среди медных минералов преобладает халькопирит, на втором месте по распространенности стоит ковеллин, редко встречаются халькозин, борнит, сфалерит, пирит, арсенопирит. Размер зерен сульфидов в основном 0,01-0,03 мм. В основном сульфиды находятся в кварце или сростаются с ним. Редко отмечаются сростки – ковеллин-борнитовые, халькопирит-ковеллиновые и халькопирит-борнитовые. Как видно, эти данные отражают особенности вещественного состава исходных руд, поступивших из определенных участков и рудных тел Джекказганского месторождения.

Литература

1. Baibatsha A., Dyssembayeva K., Bekbotayeva A., Abdullayeva T. Tails of enrichment factories of Djezkazgan copper sandstone deposit are a source to replenish the mineral resource of non-ferrous metals // 21st International conference on non-ferrous minerals & metals-2017. – New Delhi, India, 2017. – 9/1 p.
2. Baibatsha A., Dyussebayeva K., Bekbotayeva A., Abdullayeva T. Tails of Zhezkazgan copper sandstone deposit is the source for replenishment of the raw material base // II International conference on Applied Mineralogy & Advanced materials & XIII International conference on Applied Mineralogy. Scientific research abstracts. V. 6. Italy, 2017.
3. Baibatsha A.B. Mushinsky A., Bekbotayeva A.A., Bekbotayev A.T. Study of ore minerals of Zhezkazgan copper deposit under electron microscope using EDS method // Проблемы и перспективы развития геологического кластера: образование-наука-производство: Международная научно-практическая конференция, посвященная 80-ию К.Турысова. – Алматы, 2014. – С.152 – 156.
4. Baibatsha A.B., 35th IGC. Technogenic raw material in enrichment plant of Zhezkazgan // 35th International geological congress 2016. 27 August – 2 September, 2016. Cape Town, South Africa.
5. Абдуллаева Т.Л., Байбатша А.Б. О вещественном составе хвостов Боргезская (Жезказган) // Научное наследие Шахмардана Есенова, Алматы, 2017.
6. Байбатша А.Б., Бекботаева А.А. О литофациальных особенностях стратиформных месторождений меди типа Жезказган // Вестник КазНТУ. – Алматы, 2014. – №6 (106). – С.10 – 18.
7. Сатпаева М.К. Руды Джекказгана и условия их формирования. – Алма-Ата: Наука, 1985. – 208 с.

ПРОБЛЕМЫ ПОЛУЧЕНИЯ ЛИЦЕВОГО КЕРАМИЧЕСКОГО КИРПИЧА ИЗ ГЛИНИСТОГО СЫРЬЯ ЮЖНО-КАЗАХСТАНСКОЙ ОБЛАСТИ

К.Б. Айткожина, М.М. Темиртас

Научный руководитель – доцент А.Е. Абакумов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Южно-Казахстанская область Республики Казахстан относится к динамично развивающимся регионам. Несмотря на кризисные явления в экономике, сохраняются высокие темпы строительства жилья и промышленных объектов. Для региона характерна высокая доля частных малоэтажных жилых объектов, традиционно возводимых из керамического кирпича формата 1НФ и 1,4НФ. На региональном рынке производства стеновых керамических материалов наблюдается жесткая ценовая конкуренция, в связи с большим количеством сезонных заводов по производству керамического кирпича. Продукция сезонных заводов выпускается по упрощенной технологии и характеризуется низкими показателями как по марочности, так и по внешнему виду, но зачастую её реализация производится по демпинговым ценам. Вышеперечисленные местные особенности рынка строительных материалов формируют список критериев, которым необходимо соответствовать современным производственным комплексам по выпуску стеновых керамических материалов, для обеспечения устойчивого развития бизнеса.

Повышение рентабельности предприятий отрасли возможно при реализации технических и технологических мероприятий по следующим направлениям:

- снижение себестоимости единицы выпускаемой продукции;
- увеличение нормы прибыли на единицу продукции.

На предприятиях по производству керамического кирпича принята практика учета выпускаемой продукции по двум основным показателям:

- по количеству штук фактических или условных единиц продукции;
- по массе обожженной продукции.

Основные резервы снижения себестоимости единицы выпускаемой продукции заключаются в уменьшении затрат энергоресурсов в виде топлива и электроэнергии на проведение тепло-массообменных процессов сушки полуфабриката и последующего высокотемпературного обжига. Эффективность работы печей обжига и сушильных установок определяется как особенностями их конструкционного исполнения, оптимизацией технологических режимов, так и величиной материальной нагрузки на тепловые установки.

Современный подход к снижению затрат на производство единицы продукции заключается в увеличении доли внутренних пустот в общем объеме выпускаемой продукции. Каждые дополнительные десять процентов в пустотности изделий обеспечивают экономии до семи процентов от энергозатрат на проведение процессов сушки и обжига. Однако основной объем выпускаемой продукции на местных предприятиях – это изделия с нулевой или низкой пустотностью. В основном это рядовой кирпич с пустотностью от 10 до 20 %. Распространению продукции с большим процентом пустотности на рынке Южно-Казахстанской области препятствуют следующие факторы:

- сложившаяся практика по доставке и разгрузке кирпича потребителю «навалом», то есть без использования поддонов, для уменьшения транспортных издержек, что оправдано при реализации низкомаржинальных видов низкокачественных строительных материалов;
- ограничения по величине общей пустотности не выше 25% для керамического кирпича и камней, а также ширине щелевых пустот не более 12 мм и диаметру круглых пустот не более 16 мм, согласно требованиям СНиП РК 2.03-30-2006 «Строительство в сейсмических районах»;
- технологические свойства местной сырьевой базы, в основном представленные умеренно-пластичными суглинками со значительным содержанием карбонатов.

Основным фактором, сдерживающим как производство высокопустотной продукции на местных предприятиях Южно-Казахстанского региона, так и завоз высокопустотной продукции из других регионов является требование законодательства, регулирующего требования к строительным материалам, используемым при строительстве зданий и сооружений в сейсмически опасных местностях. Таким образом, рекомендуемая проектная пустотность полуфабриката, формируемого при экструзионном формовании, не должна превышать 28 %. Это позволит ограничить максимальную пустотность изделий на уровне 25 %, после завершения процессов, сопровождающихся объемными деформациями на постформовочных этапах технологической линии. Выпуск изделий с фактической пустотностью выше чем 25 % допускается, но область их применения в местной строительной отрасли ограничено. Тем не менее на ведущие предприятия региона освоили выпуск продукции с пустотностью до 32 %, используемой для межкомнатных перегородок и самонесущих стен.

В последнее время, отмечается переход на современные способы упаковки и доставки продукции в поддонах, что подкрепляется значительным улучшением показателей качества и внешнего вида продукции, выпускаемой на ведущих предприятиях региона. Характер способа упаковки и доставки готовой продукции до конечного потребителя можно рассматривать как косвенный критерий уровня технологического развития предприятий региона.

Дополнительные ограничения на качественные характеристики стеновых керамических материалов, накладываемые по пустотности, ограничивают ассортимент выпускаемой продукции по критерию форматности изделий. Так наибольшее распространение на рынке получил малопустотный кирпич формата 1,4НФ и полнотельный кирпич формата 1НФ. Только одно предприятие региона (ТОО «Батсу-Водоканал», г. Шымкент) освоило производство и продвигает на местном рынке строительных материалов керамический камень формата 2,1НФ.

Отсутствие на местном рынке как предложения, так и спроса на крупноформатные керамические блоки различных форматов, объясняется главным образом проблемами, связанными с согласованием проектных решений и отставанием актуализации нормативной документации, действующей в Республике Казахстан.

Требования к пустотности изделий, характерные для региона, накладывают ограничения на использования привозного облицовочного кирпича из других регионов в связи с тем, что в большинстве случаев он не соответствует как по величине пустотности так и по форме и размеру внутренних пустот. Основным препятствием к организации производства лицевого кирпича на местных предприятиях является характер местной сырьевой базы. Большинство месторождений кирпичных суглинков содержат значительное количество как низкодисперсных, так и крупных включений карбонатов, которые ограничивают цветовую гамму выпускаемого продукта. Также для местного сырья характерно значительное содержание водорастворимых солей, что приводит к образованию на продукции высолов, существенно ухудшающих внешний вид. Тем не менее в регионе имеются месторождения глинистого сырья лишенного (Ленгерское, Акжарское и т.д.), которые можно рассматривать как перспективные для использования в технологии производства кирпича для наружной облицовки зданий [1, 2, 3].

Кроме вышеуказанных факторов, производство лицевого керамического кирпича сдерживается особенностями технологических линий, реализованных на предприятиях региона, ориентированных преимущественно на выпуск рядового керамического кирпича с низкой пустотностью:

- в качестве сырья преимущественно используются умеренно пластичные суглинки, при том что большинство предприятий региона не располагает собственными источниками технологических добавок пластифицирующих глин;
- широко распространен обжиг с использованием твердого топлива, причем на многих предприятиях практикуется введение добавок угля в состав шихты;
- на современных предприятиях получает широкое распространение прямая садка полуфабриката, предусматривающая сушку и обжиг изделий на печных вагонетках;
- состояние формовочного оборудования, используемого на большинстве предприятий, препятствует раскрытию потенциала сырьевой базы региона, позволяющей осуществлять выпуск высокопрочного керамического кирпича с хорошими показателями внешнего вида.

Исходя из вышеприведенной информации, организация производства лицевого керамического кирпича в Южно-Казахстанской может быть осуществлено при комплексном подходе к проектированию и строительству новой технологической линии, с учетом следующих рекомендаций:

- использование в качестве основного сырья глинистых пород Ленгерского и Акжарского месторождений, ограничивая содержание в шихте суглинков с высоким содержанием карбонатов;
- усиленная массопереработка шихты с целью эффективного удаления каменистых включений и тонкого измельчения карбонатных включений;
- экструзионное формование полуфабриката с максимальной пустотностью до 28%;
- сушка в камерных полочных сушилках;
- обжиг в туннельных печах с использованием в качестве топлива природного газа при осуществлении садки изделий «на постель»;
- разработка технологических приемов по уменьшению высолов на поверхности изделий.

Литература

1. Абдулин А. А. и др. Месторождения горнорудного сырья Казахстана: Справочник. – 2000.
2. Ботвина Л. М. Строительные материалы из лессовидных суглинков //Ташкент.: Укитувчи. – 1984. – С. 40.
3. Вакалова Т. В., Погрбенков В. М. Рациональное использование природного и техногенного сырья в керамических технологиях //Строительные материалы. – 2007. – №. 4. – С. 58-62.

ПРИМЕНЕНИЕ ПНЕВМАТИЧЕСКИХ КЛАССИФИКАТОРОВ ДЛЯ ПЕРЕРАБОТКИ МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ

А.А. Амиров

Научный руководитель – доцент В.Б. Пономарев

*Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина,
г. Екатеринбург, Россия*

С каждым годом для производства строительных материалов все больше используют различные виды горных пород. Так, 38 % щебня получают из изверженных пород, 19 % – из карбонатных пород и остальные 43 % приходится на щебень и песок из гравия [1]. При этом образуется от 25 до 40 % отсевов дробления скальных пород.

Основная масса отсевов на горных предприятиях является отходами производства, скапливается в отвалах или вывозится в карьеры. Все это связано с тем, что в отсевах содержится большое количество пылевидной фракции (менее 0,16 мм), которая повышает расход цемента в бетонах и строительных растворах.

Так, например, на Первоуральском месторождении титаномагнетитовых руд, залегающем в горнблендитах Ревдинского габбрового массива около Екатеринбурга образуются в значительном количестве отсевы дробления габбро и горнблендита. Наибольшее количество пыли (до 23 % фракции менее 160 мкм) содержится в отсеве дробления горнблендита и около 15 % – в отсеве габбро [2].

Значительное количество пылевых фракций известняковых отсевов также не способствует использованию их в производстве строительных материалов [3].

Кроме получения обеспыленных щебней и песков, острая задача стоит и в производстве литейных песков, например, получение зернистых материалов из оливина, на единственном месторождении дунитов в России, Йовском плато Конжаковского горного массива.

Применение мокрого обогащения в большинстве случаев не целесообразно, а в ряде случаев просто невозможно.

Решением этой проблемы является применение сухого обогащения отсевов дробления горных пород или промпродуктов на воздушном классификаторе. При этом аппарат должен быть простым в обслуживании, не ухудшать экологическую ситуацию на предприятии, легко настраиваться на необходимую границу разделения.

Таким аппаратом может стать воздушный классификатор с обратным прососом воздуха [3, 4], представляющий собой корпус с наклонной сепарационной решеткой. Исходный материал подается на верхнюю часть решетки, а воздушный поток проходит внутрь аппарата, провеивая пересыпающийся по жалюзи материал. Мелкие частицы увлекаются потоком внутрь классификатора и собираются в пылеулавливающих установках, крупные зерна скатываются с нижней части решетки в бункер или на транспортер. Большим преимуществом классификатора является отсутствие необходимости герметизации узлов питания исходного материала и выгрузки крупного продукта. Аппарат работает под разрежением, поэтому отсутствует выброс пыли в рабочую зону.

Настройка режима работы аппарата (выбор необходимой границы разделения) производится изменением расхода отсасываемого воздушного потока.

В данной работе проведены исследования разделения отходов дробления горнблендита из Первоуральского месторождения титаномагнетитовых руд. Гранулометрический состав исходного сырья в частных остатках представлен в таблице 1.

Таблица 1

Гранулометрический состав исходного сырья

Фракция, мм	+ 10	5 – 10	2,5 – 5	0,63 – 2,5	0,16 – 0,63	0,05 – 0,63	– 0,05
Частные остатки, %	2	35	19	14,5	14,3	8,7	3

Требования к фракционному составу песка 0-5 мм на выходе из пневматического классификатора – содержание фракции крупнее 0,16 мм не менее 95 %. То есть необходимо удалить из исходного материала около 10 % пылевых частиц.

С целью разработки технологических параметров установки были проведены лабораторные эксперименты, в которых изучалось влияние скорости воздушного потока, проходящего через решетку классификатора, на выход крупного готового продукта и содержания в нем фракций частиц менее 0,16 мм.

Результаты исследований представлены на рис. 1, на котором левая шкала показывает выход крупного продукта, а правая – содержание частиц менее 0,16 мм в крупном продукте.

Из экспериментов видно, что поставленная задача решается при скорости воздушного потока через жалюзийную решетку не менее 0,82 м/с. При этом содержание частиц менее 0,16 мм в крупном продукте менее 5 %, а выход готового материала составит более 83 %.

Острота сепарации по критерию Эдера-Майера [5] при расходной концентрации 4 кг материала на 1 м³ воздуха составила 57 %.

Эффективность выделения целевой фракции +0,16 мм в крупный продукт по критерию Ханкока-Луйкена – более 78 %.

Зная технологические параметры процесса фракционирования горнблендита, не трудно рассчитать конструкцию промышленной установки [5].

Так для классификации горнблендита при исходном питании 115 т/ч необходима жалюзийная решетка длиной 3000 и шириной 1600 мм. Для создания необходимого воздушного потока требуется вентилятор высокого давления (разряжения) на максимальную производительность 28 тыс. м³ / ч. Для улавливания мелкого материала необходимо предусмотреть группу из четырех параллельных циклонов типа ЦН-15 диаметром 800 мм и рукавный фильтр для тонкой очистки отходящего воздуха.

Таким образом, на примере получения строительного песка из отходов дробления горнблендита, показана возможность применения воздушного фракционирования минерального сырья в гравитационном классификаторе для получения товарных продуктов.

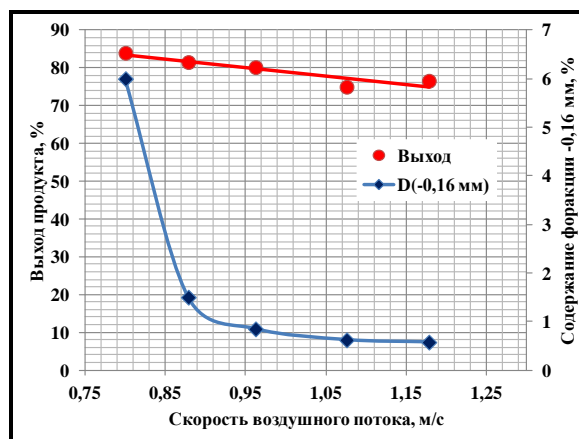


Рис. 1 Зависимость выхода крупного продукта и содержания частиц менее 0,16 мм в крупном продукте от скорости воздушного потока

Литература

1. Капустин Ф.Л., Перепелицын В.А., Пономарев В.Б., Лошкарев А.Б. Повышение эффективности использования отсевов дробления скальных горных пород // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2017. – №3. – С. 103 – 108.

2. Kapustin F.L., Ponomarev V.B. Beneficiated sand production from rock material crushing screenings by means of air classifier // *Obogashchenie Rud (Mineral Processing)*. – 2016. – № 4 – P. 56 – 60.
3. Ponomarev V.B. Dry processing of rock breaking waste // *Gornyi Zhurnal*. – 2015. – № 12. – P. 50 – 52.
4. Пономарев В.Б. Переработка металлургических шлаков методом пневматической сепарации // *Сталь*. – 2015. – № 2. – С. 82 – 83.
5. Пономарев В.Б. Расчет и проектирование оборудования для воздушной сепарации сыпучих материалов. Учебное пособие. – Екатеринбург: Ид-во Урал. ун-та, 2017. – 96 с.

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ОТХОДОВ ВЫРАЩИВАНИЯ РИСА ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ КОМПОЗИЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ

Аунг Хтут Тху, А.И. Захаров

Российский химико-технологический университет им. Д.И. Менделеева, г. Москва, Россия

Рис является основным продуктом питания более половины населения мира, что дает 20 % мирового продовольствия, в то время как доля пшеницы составляет 19 %, кукурузы – 5%. Рисовые растения поглощают кремнезем в составе растворов из окружающей почвы и откладывают в тканях растений в виде геля кремневой кислоты $\text{Si}(\text{OH})_4$. Содержание кремния в отходе риса зависит от климата, состава почвы и вида риса. В рисовом растении максимальную концентрацию кремнезема наблюдают в шелухе (более 20 % от массы сухой шелухи), в соломе – около 14 % и примерно 10 % кремнезема содержится в корнях [1-4].

При производстве риса выход используемых в пищу зерен составляет в среднем 52 %. Отходы, концентрирующиеся в одном месте – на предприятии при очистке зерна, составляют различные части растений (шелуха – 20 %, солома – 15 %, отруби – 10 %), потери оценивают в 3 %. На полях остается значительное количество соломы, так как на каждый килограмм риса приходится 1–1,5 кг соломы. Рисовая солома состоит из трех частей: корни, стебли, листья. После сбора риса корни обычно остаются в земле, где он посеян и выращен. Соломенный рис используется главным образом для сельскохозяйственных целей и обычно идет на корм для животных. Однако рисовая солома не очень питательна, поэтому очень часто ее просто сжигают на полях, загрязняя окружающую среду. Установлено, что при сжигании 1 т соломы получают от 70 до 120 кг аморфного диоксида кремния, а при сжигании 1 т шелухи — от 120 до 200 кг кремнезема, содержащей от 90 до 99,99 % аморфного SiO_2 [5-9]. В отличие от других зерновых культур отходы производства риса являются уникальным источником кремнийсодержащих материалов, и огромное количество этих отходов доступно для производства материалов, используемых в различных отраслях промышленности.

Целью данной работы является оценка перспектив использования отходов выращивания риса для производства композиционных материалов.

Волокнистые части растений представляют собой природный композиционный материал, прочность которого во многом определяется волокнами целлюлозы. Рисовая шелуха и рисовая солома содержат значительное количество (60 – 65 %) лигнина и целлюлозы, которые могут быть разрушены при термообработке или обработке химическими реагентами. Так, при получении целлюлозы щелочная обработка приводит к извлечению кремнийсодержащих слоев, обеспечивающих жесткость и придающих абразивные свойства шелухе и соломе. Кислотная обработка используется при получении кремнезема из рисовой шелухи для удаления примесей щелочных и щелочно-земельных металлов, снижающих чистоту продукта [6], такая обработка приводит к разрушению органических тканей и потери прочности. Результаты химического состава отходов выращивания риса Вьетнама приведены в табл. 1.

Таблица 1

Химический состав рисовой шелухи и соломы

Компоненты	Шелуха	Солома
Целлюлоза	39,6	43,6
Пантозаны	1,0	10,4
Лигнин	26,4	22,3
Влажность	10,5	8,7
Экстракт, растворимый в эфире	1,6	3,1
Зольность	18,3	11,7

При проведении термообработки возможно сохранение типичной для растения структуры и использование ее для создания композиционных материалов. На фотографиях, полученных с помощью сканирующей электронной микроскопии, показаны структуры частиц рисовой шелухи (рис. 1, а) и рисовой соломы (рис. 1, б) после термообработки в различных условиях (температура до 950 °С, среда с регулируемым содержанием кислорода). В частицах сохранилась характерная для различных частей растения поровая структура, представленная порами размерами от менее 1 мкм до 100–150 мкм. В частицах стеблей (соломы) риса крупные поры образуют протяженные каналы (рис. 1, в).

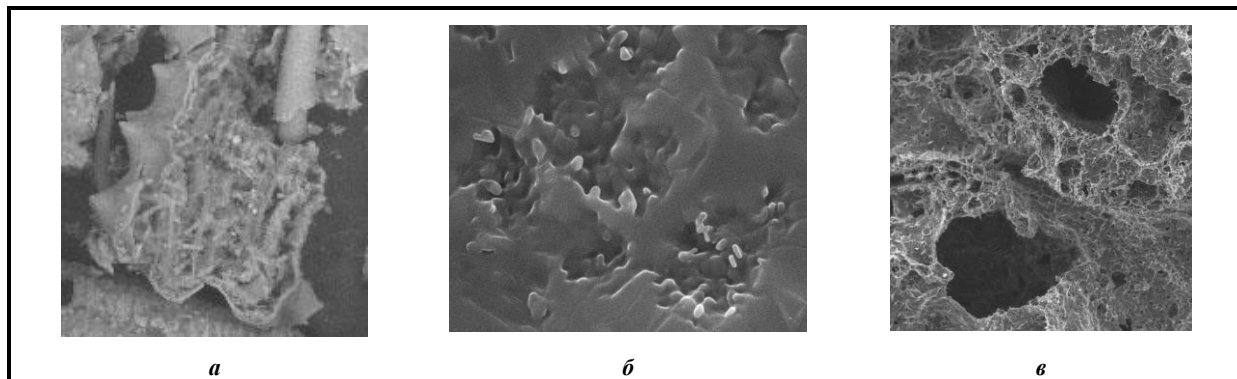


Рисунок 1 Изображения термообработанных частиц: *а* – рисовая шелуха (увеличение $\times 100$), *б* – поверхность рисовой соломы (увеличение $\times 10000$), *в* – скол рисовой соломы (увеличение $\times 100$)

Таким образом, регулируя режимы и условия термообработки можно сохранить исходную волокнистую и высокопористую структуру растений для создания на ее основе матрицы композиционного материала, который может быть использован как пористый носитель или в строительстве в качестве теплоизоляции.

Литература

1. Холомейдик А.Н. Получение, состав и свойства кремний и углеродсодержащих продуктов переработки плодовых оболочек риса: Дис. ... канд. хим. наук. – Владивосток, 2016 г. – С. 24 – 28.
2. Fijalkowski Mateusz., Rice Husks - Structure, Composition and Possibility of Use them at Surface Treatment / Adach Kinga, Petran Ales, Kroisova Dora // Materials Science Forum. – 2016. – Vol. 844. – P. 153 – 156.
3. Chandrasekhar, S. Processing, properties and applications of reactive silica from rice husk / K.G. Satyanarayana, P.N.Pramada // ChemInform. – 2004. – Vol. 35(6). – No 10. – P. 40 – 43.
4. Roselló J., Soriano L., Santamarina M.P., Akasaki J.L., Monzó J., Payá J. Rice straw ash: A potential pozzolanic supplementary material for cementing systems // Industrial Crops and Products. – 2017. – Vol. 103. – P. 39 – 50.
5. Yuan Q., Pump J., Conrad R. Straw application in paddy soil enhances methane production also from other carbon sources // Biogeosciences. – 2014. – Vol. 11(2). – P. 237 – 246.
6. Данг Н.Т. Разработана новая технология утилизации отходов рисового производства // Научное сообщество студентов XXI столетия. ТЕХНИЧЕСКИЕ НАУКИ: XVI международная студенческая научно-практическая конференция. – Новосибирск, 2014. – № 1(16).
7. Jittima Prasara-A., Shabbi H. Gheewala. Sustainable utilization of rice husk ash from power plants: A review // Journal of Cleaner Production. – 2016. – V. 167. – P.1020 – 1028.
8. Горбунов Г.И., Расулов О.Р. Проблемы рациональной утилизации рисовой соломы // Строительное материаловедение, Вестник МГСУ. – 2013. – № 7. – С. 106 – 113.
9. Патент РФ № 2106304. Способ получения водорастворимых силикатов из золы рисовой шелухи. Добржанский В.Г., Земнухова Л.А., Сергиенко В.И. Заявлено 23.09.96 г.

ГИПСОВОЕ ВЯЖУЩЕЕ ИЗ ОТХОДОВ ПРОМЫШЛЕННОСТИ – ХВОСТОВ ФЛОТАЦИИ Н.Б. Бабакулова

Научный руководитель – доцент Н.А. Махмудова
Ташкентский архитектурно-строительный институт. г Ташкент, Узбекистан

Одной из важнейших задач для осуществления экономической реформы строительства в нынешних условиях является развитие отечественного производства эффективных строительных материалов на основе гармоничной сбалансированной деятельности по отношению к окружающей природной среде. Это предопределяет новый подход к созданию, производству и применению строительных материалов различного функционального назначения и заставляет обращать особое внимание на ресурсы и, прежде всего, энергосбережение, максимальное использование местного сырья и техногенных продуктов различных производств, на использование эффективных наукоемких технологий.

Огромный опыт накоплен в области производства и использования гипса – мономинерального вяжущего, относящегося к числу наиболее изученных строительных материалов. Более того, за последние годы производство и применение гипса и особенно гипсовых изделий в высокоразвитых странах непрерывно возрастают.

Важнейшими сырьевыми ресурсами для производства гипсовых изделий являются в настоящее время гипсоносодержащие отходы химической промышленности и в первую очередь отходы производства фосфорных удобрений (фосфогипс). В плане использования отходов и экологии работа решает актуальную задачу.

Потребность промышленности Узбекистана в гипсовом сырье может быть удовлетворена также за счет попутных продуктов промышленности. Это позволит сократить добычу природного гипсового камня, а также снизить расходы на устройство и эксплуатацию шлакоаккумуляторов гипсоносодержащих отходов. Использование попутных продуктов, содержащих сульфаты кальция в промышленности, имеет не только экономические, но и

экологические значения. На удаление отходов расходуются значительные средства, достигающие иногда 8-10 % стоимости основной продукции.

Небольшая доля используемых гипсосодержащих отходов от общего их количества обусловлена особенностями физико-химического состава и свойствами, не позволяющими применить для них традиционные способы переработки природного гипсового сырья.

Среди большого количества гипсосодержащих отходов следует обратить внимание на отход серного производства.

Отход серного производства – хвосты флотации – являются достаточно хорошим сырьем для создания гипсового вяжущего. Хвосты флотации содержат небольшое количество полуводного сульфата кальция, который образуется по технологии получения серы из природного серного камня.

Хвосты флотации представляют собой порошкообразное вещество серовато-белого цвета с удельной поверхностью 900-1000 см²/г, которые образуются в результате сепарации серных включений из руды. Согласно технологии, серная руда из карьера измельчается, смешивается с водой, серные включения из-за разности плотности материалов находятся на поверхности пульпы, которая собирается специальными устройствами и направляют на переработку. Пульпа с гипсосодержащими отходами со значительным количеством воды отводится в специальные сборники-отстойники, где высушивается при атмосферном воздействии.

При получении гипсового вяжущего из гипсосодержащих отходов технология может претерпевать определенные изменения, связанные с вещественным составом сырья, т.е. морфологией.

В общем виде процесс получения высокопрочного гипса из гипсового камня включает следующие технологические приемы: дробление гипсового камня, автоклавную обработку гипсовой щебенки, сушку полученного полугидрата сульфата кальция и помол готового продукта.

Гипсосодержащее сырье – хвосты флотации серного производства отличаются от известных гипсосодержащих отходов составом примесей, состоянием дигидрата сульфата кальция и другими особенностями.

В связи с этим, актуальной проблемой является разработка технологии получения высокопрочного гипса из гипсосодержащих отходов серного производства – хвостов флотации, что потребовало исследования эффективности различных способов получения гипсового вяжущего и поиска оптимальных технологических параметров.

Основой получения гипсовых вяжущих является процесс термической диссоциации дигидрата сульфата кальция. Теряя часть кристаллизационной воды, двухводный гипс переходит в полуводный, который в нормальных условиях химически активен по отношению к воде, что позволяет применять данный продукт в качестве вяжущего. Полное обезвоживание дигидрата сульфата кальция приводит к образованию нерастворимого ангидрита, который является вредной примесью в составе гипсовых вяжущих.

При этом технологические особенности зависят также от модификационных признаков получаемого гипсового вяжущего.

Технология получения гипсового вяжущего β -модификации достаточно известна – это термическая обработка в варочных котлах. Однако, из-за наличия некоторого количества свободной серы в хвостах флотации термическая обработка в варочных котлах недостаточно эффективна, так как при разогреве сера частично плавится, что приводит к комкованию и снижению процесса дегидратации.

В связи с этим принята технология получения высокопрочного гипсового вяжущего при наличии давления и температуры, т.е. обработка в автоклавах.

В исследованиях за основу принята технология получения высокопрочного гипсового вяжущего α -модификации.

Ввиду порошкообразного состояния хвостов флотации необходимо определить возможность термической обработки его в автоклаве в естественном состоянии.

В контейнер высотой 1 метр уложен слегка увлажненный исходный продукт. После автоклавирования взяты пробы полученного вяжущего из различных точек по высоте и ширине контейнера. Экспериментальные данные представлены в таблице 1.

Таблица 1

Влияние высоты слоя отходов на свойствах гипсового вяжущего при термической обработке

Высота слоя сырья в контейнере автоклава, см	Прочность, МПа		Сроки схватывания, мин		Водо-гипсовое отношение
	сжатие	изгиб	начало	конец	
10	8,3	3,6	12	23	0,37
20	8,6	3,8	12	20	0,37
30	2,9	1,6	25	70	0,55
40	2,7	1	37	120	0,55
50	2,7	1	40	несхват.	0,55

Как видно из таблицы, чем глубже (до 40-50 см) взяты пробы, тем прочностные показатели ниже. Исследования показали, что при автоклавной обработке при оптимальном давлении пара 0,2 МПа, времени пропарки 20 ч и сушки 20-22 ч, образование необходимого количества центров перекристаллизации дигидрата в полугидрат во всем объеме материала происходит только до глубины 20 см.

Это также подтверждено рентгенографическими исследованиями, которые показывают, что в образцах на глубине 20 см наблюдается в большом количестве полуводный гипс, а на глубине 50 см присутствует двухводный гипс, кроме того, сера, а также следы полуводного гипса. Для полуводного гипса характерны интенсивные линии с межплоскостными расстояниями 0,508; 0,345; 0,212; 0,189; 0,184; 0,169 нм.

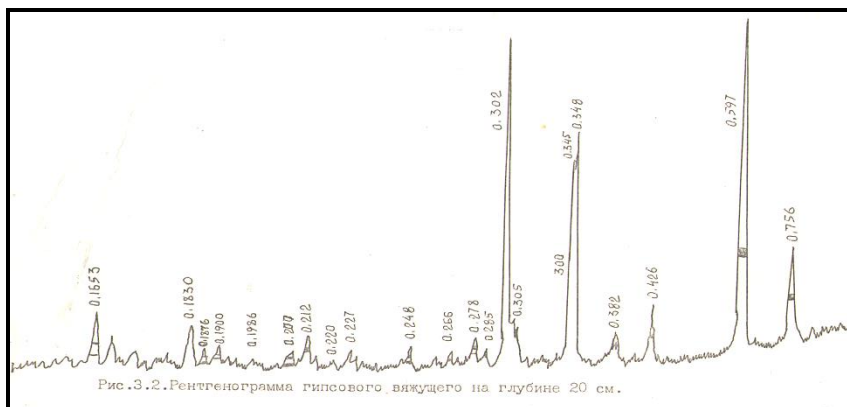


Рис. 1 Рентгенограмма исходного сырья

Сконструировали специальную этажерку с поддонами высотой 20 см (на основании указанных выше экспериментов), в которые засыпали слегка увлажненные хвосты флотации в рыхлом состоянии. Термическую обработку продукта проводили по оптимальному режиму.

Несмотря на достаточно высокие показатели прочности гипсового вяжущего по данной технологии, следует отметить, что отдельные процессы производства, в частности, выгрузка, трудоемки и увеличивают затраты на себестоимость вяжущего.

В связи с этим необходимо тонкоизмельченные хвосты флотации укрупнить в гранулы или брикеты и проводить термическую обработку.

Как отмечалось ранее, отходы серного производства – хвосты флотации как попутный гипсосодержащий продукт при получении серы представляют собой пульпу со значительным количеством воды (до 45 %), а в высушенном состоянии (при обезвоживании в естественных условиях) – порошкообразное вещество серовато-белого цвета. Получить отходы с определенной влажностью не удастся. Это затрудняет использование отходов серного производства без проведения дополнительных операций по их кондиционированию.

Из литературы известен ряд способов кондиционирования (гранулирования) гипсосодержащих отходов [1, 2], разработанных в основном, для фосфогипса. Они не лишены недостатков, что делает их неприменимыми для кондиционирования отходов серного производства – хвостов флотации, поскольку предусматривает либо введение добавок в качестве связующих веществ, не применяемых в основном производстве, что существенно усложняет процесс кондиционирования, делает его неэкономичным, либо сложным и многоступенчатым.

Все это вызывает необходимость разработки более экономичного и простого способов кондиционирования исходного сырья.

Литература

1. Передерий И.А. Высокопрочный гипс ГП. – М.: Строиздат, 1968. – 198 с.
2. Производство и применение высокопрочных гипсовых вяжущих // Реф. инф. ВНИИЭСМ.МИСИ. Промышленность автоклавных материалов и местных вяжущих. – Москва. – 1982. – Вып.2. – С. 3 – 10.

ПОЛУЧЕНИЕ ВЯЖУЩЕГО ПРИ СМЕШЕНИИ ЗОЛЫ, СЕРЫ И БИТУМНОЙ ЭМУЛЬСИИ С ПЕРСПЕКТИВОЙ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЕГО В ДОРОЖНОМ СТРОИТЕЛЬСТВЕ

У.В. Бедрицкая, А.Б. Доржиева

Научный руководитель – доцент И.В. Фролова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день существует проблема все больших количеств разнообразных отходов различных промышленных предприятий. Таковыми можно назвать золы теплоэнергетических, представляющие собой экологическую опасность в связи с мелкодисперсной структурой, а также серу – отход нефтехимических, горно-металлургических и других предприятий.

Кроме того, увеличивается количество автотранспорта, как легкового, так и грузового. В связи с этим, увеличивается износ дорожных покрытий, ведущий к их разрушению. Исходя из этого, большое значение для долговечности верхнего дорожного покрытия имеет качество дорожного битумного вяжущего, на основе которого изготовлена асфальтовая смесь. Достижение повышения качества стало возможным путем модификации битумных составляющих различными добавками, позволяющими существенно улучшить их эксплуатационные характеристики.

Поэтому актуальным на сегодняшний день становится вопрос об использовании в дорожном строительстве вяжущего на основе серы и золы. Кроме того, это позволит экономить основной компонент асфальтовой смеси – битум.

Целью данной работы явилось получение вяжущего на основе золы, серы и битумной эмульсии.

На основании исследований различных авторов [1, 2] было выявлено, что сера в качестве модифицирующей добавки к дорожному битуму улучшает такие его характеристики, как пенетрация, дуктильность, реологические показатели, повышает сдвигустойчивость битума и жесткость в условиях воздействия высоких температур, а также при этом снижается стоимость асфальтовой смеси за счет замещения части битума серой.

Также в работах [3, 4] показаны возможные способы связывания серы в битуме. Сера может находиться в битуме в трех состояниях:

- Химически связанная сера: небольшое количество (5 – 7 мас. %, иногда 10 мас. %) серы входит в химические взаимодействия с битумом. При температуре, превышающей температуру плавления серы, восьмичленные серные кольца распадаются на удлиненные цепи, по мере повышения температуры длина этих цепей увеличивается, а затем они объединяются с битумом. Это количество серы оказывает наиболее активный модифицирующий эффект на вяжущее.

- Сера, растворенная в битуме: в дорожном битуме может расплавиться до 20 – 30 мас. % серы, так как количество растворенной серы в битуме зависит от вязкости, происхождения битума и температуры приготовления серобитумного вяжущего (СБВ). Кроме того, предельное количество такой серы может увеличиваться с содержанием ароматических углеводородов, находящихся в части мальтенов (масло и смола) битума. Растворение серы ароматическими углеводородами мальтеновой части битума подтверждается увеличением пенетрации (глубины проникания иглы в битум) при 25 °С и при 0 °С и снижением температуры хрупкости. С уменьшением температуры СБВ количество растворенной серы уменьшается. Большая часть серы, которая расплавляется в битуме, кристаллизуется со временем, выделяется в виде твердой фазы и ведет себя как диспергированный наполнитель. Кроме того, появление кристаллизационной структуры в битуме возможно при высоком содержании серы в СБВ, поскольку происходит слияние частиц серы, которые выделяются в виде кристаллов.

- Сера в виде свободной мелкой дисперсии (играет роль наполнителя в битуме). Когда в битум добавляют серу в количестве более 20 – 30 мас. %, она больше не может плавиться в нем и поэтому появляется в битуме в виде мельчайших диспергированных частиц, имеющих диаметр около 0,1 мкм. Эта сера в битуме служит структурообразующим наполнителем. В этом случае содержание серы может составлять более половины от общего количества серы, добавленной к битуму, и эффективность заполнения увеличивается с уменьшением вязкости битума. Кроме того, существенное влияние на свойства таких битумов (СБВ) оказывает размер зерен серы, которая не растворилась в битуме. Особенно это влияние наблюдается на вязкости и когезии (межмолекулярные силы взаимодействия в объеме битума) СБВ. На количество образовавшихся зерен серы влияют такие условия наложения компонентов СБВ, как температура, время, интенсивность гомогенизации, а также скорость охлаждения СБВ.

На основании этого был подобран состав смеси, представленный в таблице 1. Объектами исследования были: зола Северной ТЭЦ (фракция меньше 0,5 мм), сера Норильского горно-металлургического комбината и битумная эмульсия марки ЭБК-1.

Таблица 1

Содержание компонентов в смеси массой 100 г

Компонент	Зола	Битумная эмульсия	Сера
Содержание, %	60	30	10

Отдельно были нагреты до 145 °С зола и смесь битумной эмульсии с серой. Далее после расплавления серы к горячей смеси была добавлена разогретая зола. При перемешивании образовалась достаточно однородная смесь, которая в дальнейшем была сгранулирована.

Гранулирование окатыванием представляет собой четырехстадийный процесс:

- смешивание исходного материала с ретуром (при необходимости) и вяжущим;
- образование зародышей гранул и измельчение комочков;
- образование окатышей и уплотнение гранул при перемещении их по поверхности гранулятора;
- упрочнение связей в результате перехода жидкой фазы в твердую, то есть происходит стабилизация структуры гранулы [5].

Уплотнение частиц происходит в процессе удара их о неподвижный слой материала, перегородку и стенки тарели гранулятора. В процессе уплотнения комков приобретает кинетическую энергию при скатывании вниз. Эта кинетическая энергия в большей степени расходуется на перемещение частиц и уплотнение гранулы.

При многократных сыпаниях и ударах уплотняются образовавшиеся комочки, а также плотно укладываются отдельные частички. При этом происходит выдавливание избыточной влаги на поверхность комка, в результате к нему в дальнейшем становится возможным прилипание сухих частичек. По мере того, как частички приближаются друг к другу, пленки связанной воды истончаются, и повышается прочность сцепления.

В процессе гранулирования внутри образующейся гранулы (зародыша) создается определенная минимальная толщина водных пленок, которая соответствует динамическим нагрузкам. При достижении этой толщины дальнейшее выделение воды на поверхность комка прекращается, гранула перестает расти, и ее прочность становится максимальной для данного режима.

Таблица 2

Испытание на прочность при раздавливании

№	Размеры, см	Значение, г/гранулу	Среднее значение, г/гранулу
I	1,4×1,4	4480	4658
II	1,8×1,6	4980	
III	1,8×1,5	4514	

Гранулы различных размеров от 1,8×1,6 см до 1,4×1,4 см, представленных на рисунке 1, получены на грануляторе тарельчатого типа: диаметр тарели 0,5 м, угол наклона 46 – 48 ° и скорость вращения тарели 36 об/мин. Время гранулирования составило 15–20 мин. Полученные гранулы подверглись испытаниям на прочность при раздавливании и данные сведены в таблицу 2.



Рис. 1 Гранулы из смеси на основе золы, серы и битумной эмульсии

Таким образом, проведенные исследования показали, что существует возможность получения вяжущего на основе золы, серы и битумной эмульсии, а также получения на основе данного вяжущего гранул с достаточной прочностью.

Литература

1. Kennepol G.Dzh.A., Logan A., Bin D.S. Mixtures for road surfaces with sulfurasphalt binders. Technology of asphalt pavement. 1975. Report, Technologists Association of asphalt paving, Phoenix, Arizona, pp. 485 – 518.
2. Strikljend D., Kolanzh D., Shou P., Pag N. Study of the properties of asphalt mixes with sulfur additives at low temperatures. Shell Sulphur Solutions, 16 p.
3. McBee W. C., Sullivan T. A. Improved resistance of sulfur-asphalt paving formulations to attack by fuels //Industrial & Engineering Chemistry Product Research and Development. – 1977. – Т. 16. – №. 1. – С. 93-95.
4. Иваньски М. Асфальтобетон как композиционный материал (с нанодисперсными и полимерными компонентами) / М.: Техполиграфцентр, 2007. – 668 с.
5. Классен П. В., Гришаев И. Г. Основы техники гранулирования. – М.: Химия, 1982. – 272 с.

ПОРИСТЫЙ ЗАПОЛНИТЕЛЬ ДЛЯ ЛЕГКИХ БЕТОНОВ НА ОСНОВЕ ОТХОДА УГЛЕДОБЫЧИ И МЕСТНЫХ ГОРНЫХ ПОРОД

У.А. Газиев, Т.Т. Шакиров, Ш.Т. Рахимов

Ташкентский архитектурно-строительный институт, г. Ташкент, Узбекистан

Использование отходов промышленности и местных сырьевых ресурсов – это экономия природных материалов, труда, уменьшение топливно-энергетических и транспортных расходов, исключение затрат на геологоразведочные работы, на строительство и эксплуатацию карьеров, уменьшение пахотных площадей, занятых под отвалами, а также решение проблемы защиты окружающей среды [1].

Следует отметить, что промышленность строительных материалов является отраслью строительства, для которой вопросы ресурсо- и энергосбережения особенно актуальны. Сегодня для создания различных строительных материалов используется сотни миллионов тонн различного минерального сырья, причем доля затрат на исходное сырьё в себестоимости готовой продукции составляет от 30 до 50 %. В этих условиях привлечение многотонных отходов может принести и уже приносит значительный народнохозяйственный экономический эффект [2].

На кафедре «Производство строительных материалов, изделий и конструкций» Ташкентского архитектурно-строительного института разработана и проводится научно-исследовательская работа по комплексному исследованию и применению отходов промышленности и местных сырьевых ресурсов для производства различных строительных материалов и изделий. Разработанная программа научно-исследовательских работ позволяет решать следующие задачи:

1. Теоретическое обоснование и экспериментальное доказательство возможности использования минеральных и органических отходов различных отраслей промышленности, в том числе и Республики Узбекистан, для производства строительных материалов и изделий.
2. Разработка оптимизированных составов вяжущих, растворов, легких заполнителей и бетонов, а также изучение процессов их структурообразования.
3. Разработка технологических параметров производства исследуемых материалов и изделий.

4. Установление взаимосвязи между структурой и свойствами разработанных строительных материалов и определение их основных физико-механических характеристик, деформативных свойств и долговечности.

5. Определение технико-экономической эффективности научных разработок и подготовка нормативных документов, регламентирующих применение отходов и местных сырьевых ресурсов в производстве строительных материалов и изделий.

В настоящее время в республике резко сократился объем выпуска пористых заполнителей для легкого бетона из-за нехватки высокопластичного глинистого сырья из соседних республик. В связи с этим приостановлен выпуск продукции на Чукурсайском керамзитовом заводе в г. Ташкенте и, соответственно, производство изделий и конструкций из легкого бетона.

Выход из создавшейся ситуации нами найден в возможном получении в производственных масштабах пористых заполнителей путем замены дефицитного глинистого сырья (бентонитовые, каолиновые, монтмориллонитовые, аргиллитовые глины) на отходы Ангреноского месторождения угля содержащих каолиновую глину и уголь до 30% (зауглероженная каолиновая глина). В качестве второго компонента пористого заполнителя используются местные горные породы – кварцевые порфиры, как легкоплавкие и широко распространенные в Ангреномском регионе, что позволяет резко сократить энергетические и транспортные затраты.

Кварцевые порфиры представляют собой легкоплавкую горную породу и представлены следующим химическим составом, % мас.:

$\text{SiO}_2 - 72,40$; $\text{Al}_2\text{O}_3 - 4,13$; $\text{Fe}_2\text{O}_3 - 1,55$; $\text{CaO} - 1,78$; $\text{Na}_2\text{O} - 2,85$; $\text{K}_2\text{O} - 4,56$; $\text{MgO} - 0,52$; и другими окислами.

Химический состав Ангреной зауглероженной каолиновой глины характеризуется довольно высоким содержанием $\text{Al}_2\text{O}_3 - 38,40$ % и $\text{SiO}_2 - 40,81$ %, а также незначительным количеством оксида железа, а по оксидам натрия и калия можно судить о наличии в глине полевого шпата. Анализируя химический состав зауглероженной каолиновой глины можно сделать вывод, что по количеству глинозема, кремнезема, потерь при прокаливании и другим признакам данная глина близка к теоретической формуле природного каолина – $\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 2\text{SiO}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$.

Экспериментально установлено, что зауглероженная каолиновая глина является не только пластифицирующей, но и порообразующей за счет наличия в ней угля, который выгорая в процессе обжига гранул, образует крупнопористую структуру легкого заполнителя.

Компоненты пористого заполнителя для определения оптимального состава шихты предварительно измельчаются до крупности частиц 1-2 мм. Смесь перемешивается в соотношениях: кварцевые порфиры – 70-90 %, зауглероженная каолиновая глина – 10-30 %, увлажняется до 15-20 % и формируется в гранулы на грануляторе. Отформованные гранулы заполнителя предварительно высушивали, а затем подвергали обжигу при температуре 1000-1100 °С, при этом время обжига варьировалось в пределах 15-30 минут.

Оптимизация состава шихты пористого заполнителя выполнена с использованием метода математического планирования эксперимента. В качестве оптимизируемых величин приняты: прочность заполнителя ($R_{\text{сж}}$, МПа) и насыпная плотность ($\gamma_{\text{сп}}$, кг/м³), а переменными факторами являлись: x_1 – содержание кварцевого порфира в % от массы шихты;

x_2 – содержание угля в составе каолиновой глины в % от массы глины;

x_3 – влажность в % от массы шихты.

В таблице 1 приведены исходные данные для реализации математического планирования эксперимента по установлению оптимального состава шихты.

Таблица 1

Исходные данные для реализации математического планирования эксперимента по установлению оптимального состава шихты

Наименование исходных данных	x_1	x_2	x_3
Центр эксперимента x_{0i}	80	6,8	20
Интервал варьирования Δx_i	10	3,4	10
Верхний уровень ($x_i + 1$)	90	10,2	30
Нижний уровень ($x_i - 1$)	70	3,4	10
Звездная точка +2= +1,215	82,1	10,9	32,1
Звездная точка -2= -1,215	67,8	2,7	7,8

После определения коэффициентов уравнения регрессии и подстановки их значений, получены следующие математические модели свойств пористого заполнителя:

$$y = R_{\text{сж}} = 2,41 + 0,23x_1 - 0,18x_2 + 0,05x_3 + 0,06x_1^2 + 0,07x_2^2 - 0,14x_3^2$$

$$y = \gamma_{\text{сп}} = 718,8 + 31,4x_1 - 21,08x_2 + 5,45x_3 + 8,06x_1^2 + 9,34x_2^2 - 25,24x_3^2$$

Проверка тождественности уравнений по F-критерию показала, что они адекватно описывают свойства пористого заполнителя, а технологический анализ полученных математических моделей графоаналитическим способом позволил построить графические зависимости прочности при сжатии и насыпной плотности пористого заполнителя от варьируемых переменных факторов.

Результаты научно-исследовательской работы по получению пористого заполнителя с использованием отхода угледобычи и местных горных пород, а также применение этого заполнителя в легких бетонах можно охарактеризовать по 3 категориям:

1. Научно-техническая – пористые заполнители имеют насыпную плотность 730-750 кг/м³, прочность при сдвигании в цилиндре – 2,3-2,5 МПа, обладают хорошими теплофизическими показателями и долговечностью. Применение их позволяет уменьшить массу бетонных и железобетонных изделий и конструкций на 25-35 %.

2. Экономическая – уменьшается использование дефицитного природного глинистого сырья, используются отходы промышленности, сокращаются топливно-энергетические затраты, снижается себестоимость добываемого сырья и выпускаемой продукции. Стоимость одного кубометра разработанного пористого заполнителя на 3512 сумов дешевле выпускаемого на заводе керамзита из бентонитовых глин.

3. Социальная – решаются проблемы по защите окружающей среды и уменьшаются земельные площади, отчуждаемые под отвалы.

Литература

1. Газиев У.А., Акрамов Х.А. Отходы промышленности в производстве строительных материалов и изделий. Учебник. – Ташкент, 2015. – 315 с.
2. Шакиров Т.Т. Технология получения пористого заполнителя из кварцевого порфира и отхода угледобычи для легкого бетона: Автореферат дис. ... канд. тех. наук. – Ташкент, 2010. – 21 с.

ПОЛУЧЕНИЕ ТОВАРНОЙ СУРЬМЫ ИЗ ПРОМПРОДУКТОВ СВИНЦОВОГО ПРОИЗВОДСТВА

С.В. Гимгин¹, С.А. Краюхин¹, С.В. Мамяченков²

¹ АО «Уралэлектромедь», г. Верхняя Пышма, Свердловская область, Россия

² Уральский Федеральный университет им. Первого Президента России Б.Н. Ельцина, г. Екатеринбург, Россия

В качестве объекта исследований использован сурьмянистый шлак, получаемый в процессе рафинирования свинца.

В работе исследованы результаты рентгенофазового и химического анализа данного промпродукта. Рассмотрены варианты селективного выщелачивания сурьмы из шлака и определены оптимальные параметры процесса. В результате проведения укрупненных лабораторных исследований, получены образцы сурьмы, соответствующие по ГОСТ 1089-82 «Сурьма. Технические условия» маркам Су1 и Су0. Кроме того, получен образец олова с содержанием основного вещества выше 98 %.

1. Изучение физико-химических свойств шлака

Результаты рентгенофазового анализа представлены в таблице 1.

Таблица 1

Фазовый состав пробы шлака от рафинирования свинца

Химическая формула	Название фазы	Пространственная группа	Кристаллическая решетка
NaSb + 5(OH) ₆	Mopungite, syn	P42/m (84)	Тетрагональная
PbS	Galena	Fm-3m (225)	Кубическая
Sb ₂ O ₃	Valentinite	Pccn (56)	Орторомбическая
Sb ₂ O ₃	Senarmontite	Fd-3m (227)	Кубическая
ZnO	Zincite	P63mc (186)	Гексагональная

Результатами проведения рентгенофазового анализа определено, что сурьма в шлаке присутствует в степенях окисления +3 и +5.

Химический анализ промпродукта показал, что содержание сурьмы в нем составило порядка 25 %. Кроме того, в продукте обнаружено повышенное содержание (более 10 %) цинка. Содержание остальных примесей, находилось на ожидаемом уровне: Pb, Fe – не более 5 %; As, Sn и Cu – суммарно не более 0,5 %.

2. Экспериментальная часть

По результатам проведенного литературного обзора, а также с целью определения оптимальных параметров выщелачивания сурьмы из данного промпродукта, к проработке были приняты следующие способы извлечения сурьмы из шлака:

1. Сульфидно-щелочное выщелачивание.

2. Выщелачивание с использованием раствора соляной кислоты.

3. Глицератное выщелачивание сурьмы в щелочной среде.

В результате проведения исследований выявлено, что для получения индивидуальных концентратов сурьмы необходимо на начальном этапе провести очистку исходного промпродукта от мышьяка. Подобраны оптимальные режимы выщелачивания мышьяка из шлаков рафинирования свинца, при которых извлечение

мышьяка в раствор выщелачивания составило от 85 до 100 %, выход кека после выщелачивания – около 40 %, а остаточное содержание мышьяка в кеке – менее 0,01 %. После проведения предварительного выщелачивания концентрация сурьмы в материале возрастает с 25 % до 45 %. Результаты предварительного выщелачивания сведены в таблицу 2.

Таблица 2

Сводный баланс предварительного выщелачивания шлама от рафинирования свинца

№	Выход кека, %	Извлечение, %						
		Sb	As	Sn	Zn	Pb	Fe	Cu
1	41,6	16,0	91,8	0,2	11,2	0,0	0,0	2,4
2	42,4	9,2	98,7	0,1	5,6	0,0	0,0	3,8
3	41,4	11,7	100,0	0,2	2,9	0,2	0,1	4,3
4	41,8	9,0	100,0	0,3	1,6	0,0	0,0	3,2

Далее были подобраны оптимальные режимы селективного перевода сурьмы в раствор, которые достигаются при сульфидно-щелочном выщелачивании. При этом был получен раствор после выщелачивания, с содержанием сурьмы более 50 г / дм³.

По результатам проведения сульфидно-щелочного выщелачивания, показатели извлечения сурьмы и олова в раствор составили 99,3 и 82,0 %, соответственно.

На следующем этапе был отработан режим выделения сурьмы из раствора после выщелачивания шлама от рафинирования свинца в индивидуальный продукт методом электроэкстракции.

Зависимость содержания металлов в электролите от времени электроэкстракции приведено на рисунке 1.

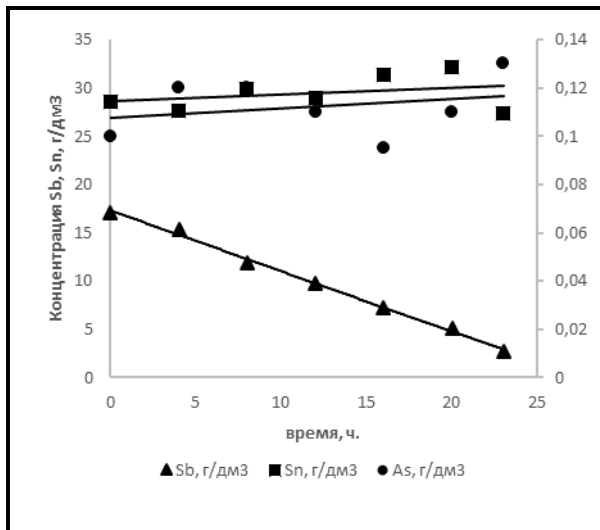


Рис. 1 Зависимость содержания металлов в электролите от времени электроэкстракции

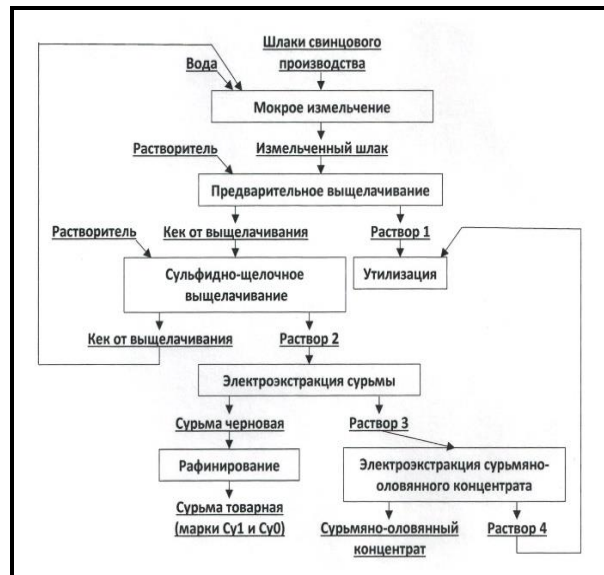


Рис. 2 Принципиальная технологическая схема получения металлической сурьмы гидрометаллургическим способом

В результате проведения электроэкстракции получен катодный осадок с содержанием сурьмы 98,5 %, выход по току составил 63,9 %. Извлечение сурьмы в катодный осадок (по твердому) составило 94,2 %, олова – 15,5 %.

Таким образом, показана принципиальная возможность переработки богатых по сурьме и олову шлаков свинцового производства, с последующим селективным выделением сурьмы и олова:

- 76,5 % сурьмы в виде сурьмяного концентрата, и уменьшении её остаточной концентрации в электролите вплоть до 0,17 г / дм³ ;
- 40,8 % олова в виде катодного осадка чистоты 98,8 %.

Сквозной баланс распределения основных компонентов по продуктам переработки представлен в таблице 3.

С целью доведения качества черновой сурьмы до требований ГОСТ 1089-82 «Сурьма. Технические условия» были проведены эксперименты по пирометаллургическому и электролитическому ее рафинированию.

По результатам экспериментов получены образцы сурьмы, соответствующие маркам Су1 (после пирометаллургического рафинирования) и Су0 (после гидрометаллургического рафинирования).

СЕКЦИЯ 14. КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ

С целью подтверждения полученных в лабораторных условиях показателей процесса переработки промпродуктов свинцового производства, на Опытном участке гидрометаллургической переработки Исследовательского центра проведены ОПИ.

Таблица 3

Сквозной баланс распределения компонентов по продуктам переработки шлаков свинцового производства

Наименование	Сурьма	Олово	Мышьяк	Цинк
1. Раствор водного выщелачивания	2,8	0,1	100,0	0,6
2. Кек после сульфидно-щелочного выщелачивания отмытого шлака	18,3	40,4	0,0	99,4
3. Катодный осадок (сурьма)	76,5	3,4	0,0	0,0
4. Катодный осадок (олово)	2,2	40,8	0,0	0,0
5. Отработанный (оборотный) электролит	0,2	15,3	0,0	0,0
ИТОГО:	100,0	100,0	100,0	100,0

Результатами проведения ОПИ все полученные ранее показатели переработки успешно подтверждены, и на их основе разработана принципиальная технологическая схема участка по переработке промпродуктов свинцового производства производительностью 1200 т/год (рисунок 2).

В данные моменты ведется монтаж и обвязка необходимого технологического оборудования для реализации данной технологии.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ УСЛОВИЙ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ТИТАНОМАГNETИТОВОГО КОНЦЕНТРАТА С ПОЛУЧЕНИЕМ ГРАНУЛИРОВАННОГО МЕТАЛЛА И ТИТАНОВАНАДИЕВОГО ШЛАКА

К.В. Гончаров, А.С. Ахмаджиди

Научный руководитель – д.т.н., заведующий лабораторией проблем металлургии

комплексных руд им. академика И.П. Бардина (№1) Г.Б. Садыхов

Институт металлургии и материаловедения им. А.А. Байкова

Российской академии наук, Москва, Россия

В России низкотитанистые титаномagnetиты Качканарского месторождения используются на Нижнетагильском металлургическом комбинате с применением доменной плавки, в результате которой получают чугун и ванадиевый шлак, которые затем перерабатываются на сталь и пентаоксид ванадия. За рубежом (Китай, ЮАР, Канада и др.) реализуются две схемы переработки такого сырья – доменная плавка и электроплавка, причем последняя применяется при содержании TiO_2 более 4%. При этом независимо от технологии титан безвозвратно теряется с отвальным шлаком. В связи с этим необходима технология комплексной переработки титаномagnetитового сырья с извлечением не только железа и ванадия, но и титана.

Большой интерес представляет ильменит-титаномagnetитовое месторождение Гремяха-Вырмес, расположенное на Кольском полуострове [1]. При обогащении руд Юго-Восточного участка данного месторождения возможно получение двух концентратов – ильменитового и титаномagnetитового. Ильменитовый концентрат пригоден для дальнейшей переработки на титан и его соединения. При этом получающийся черновой титаномagnetитовый концентрат требует дополнительного обогащения.

В результате проведенного нами обогащения с применением измельчения и мокрой магнитной сепарации удалось выделить в немагнитную фракцию до 70 % силикатов и практически весь ильменит, а также снизить содержание серы и фосфора на 25 и 30 %, соответственно. Получен титаномagnetитовый концентрат следующего состава, %: 59,4 $Fe_{общ}$, 6,4 TiO_2 , 1,4 SiO_2 , 0,74 V_2O_5 и др. В существующих промышленных технологиях сквозное извлечение ванадия достаточно низкое и находится на уровне 50-65 % (в зависимости от содержания ванадия в концентрате и применяемого способа), что связано со значительными потерями его (от 10 до 25 %) на каждом переделе производства. Помимо этого, при использовании высокотитанистых титаномagnetитов для достижения максимальной степени перевода ванадия в чугун применение большого количества флюсуемых добавок приводит к существенному увеличению выхода отвального титаносодержащего шлака (до 700-800 кг/т чугуна) и, следовательно, к увеличению энергетических затрат. Исходя из этого, для дальнейшей переработки шлака применялась разработанная в ИМЕТ РАН технология комплексной переработки титаномagnetитовых концентратов с применением метода прямого получения железа, имеющая ряд преимуществ перед традиционными способами [2-7].

Очищенный титаномагнетитовый концентрат с добавками кокса и карбоната кальция восстанавливался в интервалах температур 1500-1550 °С с выдержкой 5 мин. Как видно из графика (рис. 1), наибольшее извлечение железа в металлическую фазу достигается при температуре 1550 °С с добавкой 16 % кокса и составляет 98,9 %. При добавках кокса 16-17 % и температуре 1525 °С наблюдается подплавление шлака, а при повышении температуры до 1550 °С и добавках кокса 14-17 % наблюдается хорошее разделение металлической и шлаковой фаз благодаря улучшению условий коагуляции металлического железа. Также было установлено, что в данной области температур с увеличением количества восстановителя от 18 % до 22 % резко падает извлечение железа в металлическую фазу с 80-85 до 45-50 %, из-за перевосстановления шлака и образования тугоплавкой магний-алюминиевой шпинели.

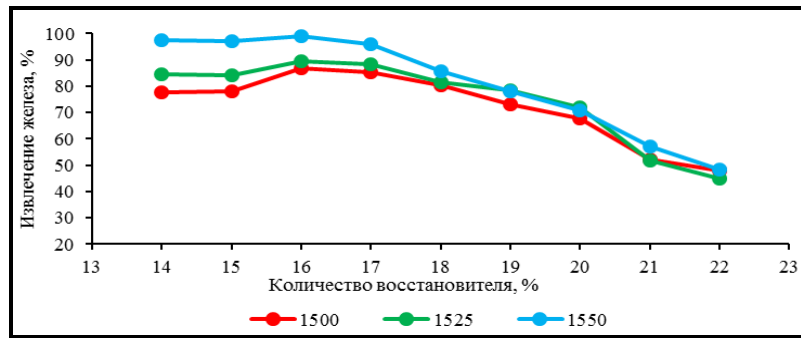


Рис. 1 Зависимость извлечения железа в металл от количества восстановителя при температурах 1500, 1525, 1550 °С и добавки 0,75 % CaCO₃

Согласно данным РФА, в шлаке, полученном при температуре 1500 °С основной фазой является тугоплавкая магний-алюминиевая шпинель, которая при такой температуре не плавится, что приводит к затруднению коагуляции металла. Также образуется вустит (FeO), что свидетельствует о том, что восстановление железа прошло не конца, и его извлечение в металлическую фазу снижается. При 1550 °С в шлаке наряду с восстановлением железа происходит более интенсивное восстановление Ti⁴⁺ до Ti³⁺ [8], в результате чего образуется сложное соединение аносовит. Кроме того, при этой температуре происходит расплавление шлака, что приводит к практически полной коагуляции восстановленного железа. О высокой степени восстановления железа говорит отсутствие вустита. Из микрофотографий шлаков видно, что полученный при этих условиях шлак состоит из призматических кристаллов аносовита, зерен шпинели, стекла и небольшого количества остаточных корольков Гем (рис. 2а). Образование в данных условиях аносовита является благоприятным обстоятельством для дальнейшей переработки шлака с извлечением ванадия и получением искусственного рутила. Для сравнения, на рисунке 2б показана микрофотография титанового шлака, полученного при 1500 °С с добавкой 16 % восстановителя от массы концентрата, из которой видно, что в данном шлаке не присутствует фазы аносовита. При этой температуре коагуляция металла хуже, чем при 1550 °С.

Полученный в оптимальных условиях (16 % кокса, 1550 °С) шлак содержит 37,68 % TiO₂, 8,00 % FeO, 2,12 % V₂O₅, что делает его потенциальным сырьем для извлечения ванадия и титана. Гранулированный металлический продукт имеет следующий состав 0,28 % ванадия, 1,92 % углерода, 0,13 % серы, 0,017 % фосфора, 1,21 % кремния.

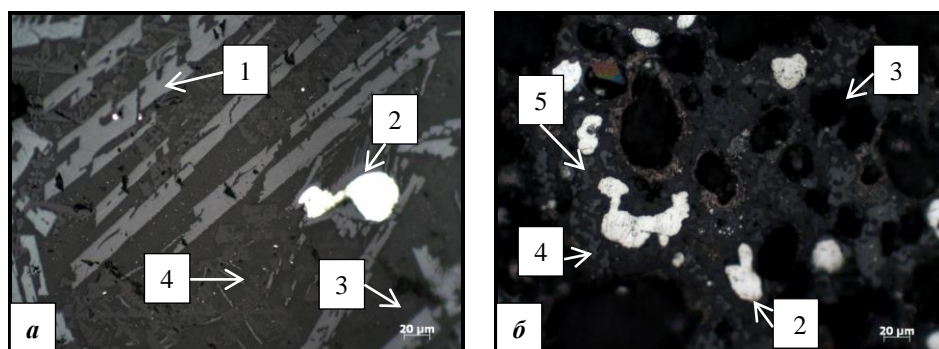


Рис. 2 Микрофотографии полученных шлаков
а – при температуре 1550 °С, б – при температуре 1500 °С
1 – аносовит, 2 – металлическое железо, 3 – стекло, 4 – шпинель, 5 – вустит

В результате исследования были установлены оптимальные условия твердофазного восстановления обогащенного титаномагнетитового концентрата месторождения Гремяха-Вырмес – температура процесса 1550 °С, добавка восстановителя 16 %. По результатам микроскопического анализа было установлено, что очищенный титаномагнетитовый концентрат может быть использован в качестве комплексного сырья для извлечения железа, ванадия и титана.

Литература

1. Титаномагнетиты. Месторождения, металлургия, химическая технология / под ред. В.А. Резниченко. – М.: Наука, 1986. – 292.
2. Садыхов Г.Б., Резниченко В.А., Заблочная Ю.В., Олюнина Т.В., Кирюшкина Н.Ю., Анисонян К.Г., Копьев Д.Ю., Зеленова И. М. // Журнал «Титан». – Москва, 2006. – № 1(18). – С 12 – 19.
3. Садыхов, Г.Б. Особенности фазовых превращений при окислении кальцийсодержащих титанованадиевых шлаков и их влияние на образование ванадатов кальция / Г.Б. Садыхов, К.В. Гончаров, Т.В. Олюнина, Т.В. Гончаренко // *Металлы*. – 2013. – №2. – С.3 – 11.
4. Гончаров К.В., Садыхов Г.Б., Олюнина Т.В., Гончаренко Т.В. Исследование фазовых превращений при окислении титанованадиевых шлаков с извлечением ванадия // Менделеевский съезд по общей и прикладной химии: сб. тезисов докладов. (Екатеринбург, 26-30 сентября 2016 г.). – Екатеринбург: Уральское отделение Российской академии наук, 2016. – Т.3. – С. 227.
5. Гончаров К.В. Особенности применения метода прямого получения железа при переработке титаномагнетитового концентрата / К.В. Гончаров, Г.Б. Садыхов, Т.В. Гончаренко, Т.В. Олюнина // *Современные проблемы горно-металлургического комплекса*. Наука и производство: сб. материалов XII всероссийской научно-практической конференции. – Старый Оскол: – 2015. – Т. 1. – С. 43 – 48.
6. Гончаров К.В. Восстановительный обжиг титаномагнетитового концентрата на угольной подложке с получением гранулированного чугуна и титанованадиевого шлака / К. В. Гончаров, Г. Б. Садыхов, Т. В. Гончаренко Т.В. Олюнина // *Перспективы развития металлургии и машиностроения с использованием завершенных фундаментальных исследований и НИОКР*: сб. тр. науч.-практич. конф. с международным участием и элементами школы молодых ученых. – Екатеринбург: Уральский рабочий, 2015. – С. 83 – 87.
7. Гончаров К.В. Одностадийный процесс прямого получения железа и титанованадиевого шлака из титаномагнетитовых концентратов и гидрометаллургическое извлечение ванадия из шлака: дис. канд. тех. наук: 05.16.02. – Москва, 2015. – 162 с.
8. Титанаты: научные основы, технология, производство / В.А. Резниченко, В.В. Аверин, Т.В. Олюнина. – М.: Наука, 2010. – 266 с.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА ВЯЖУЩИХ МАТЕРИАЛОВ

Е.А. Дмитриева, А.В. Урбанов

Научный руководитель – д.т.н., профессор Е.Н. Потапова

Российский химико-технологический университет им. Д. И. Менделеева, г. Москва, Россия

Современный научно-технический прогресс связан с постоянным ускорением темпов потребления природных ресурсов и развития производств. Древнему человеку для удовлетворения всех жизненных потребностей было необходимо 18 химических элементов и их сочетаний, к XVIII веку – 28, в XIX веке – 47, в начале XX века – 59, а сейчас используется более 100 элементов и их соединений [6].

Природные ресурсы – компоненты природы, которые используются человеком для обеспечения своего существования и всех форм деятельности на данном уровне развития производительных сил. Первыми природными ресурсами для человека были используемые для изготовления примитивных орудий труда кремень и дерево, затем медь и олово (для бронзы) и, наконец, в настоящее время – все элементы периодической таблицы Менделеева и все известные виды энергии – от солнечной до ядерной. Темпы использования запасов полезных ископаемых продолжают нарастать. Так, за последние 30 лет потребление минерального сырья возросло в 5 раза. Ежегодно из недр извлекается при современном уровне производства 100 млрд т различных минерального сырья, а к концу XXI века это количество возрастет до 600 млрд т.

Во все времена строительство различных сооружений являлось неотъемлемой частью жизни человека. Подавляющее большинство современных зданий сделано из бетона, а бетон в свою очередь состоит из вяжущего – чаще всего это цемент, иногда – может быть и известь. Для внутренней отделки зданий чаще всего используются сухие строительные смеси на гипсовой или цементной основе. Все эти материалы: цемент, известь и гипс – относятся к группе минеральных вяжущих [7]. Неорганические (минеральные) вяжущие – искусственные тонкоизмельченные порошки, которые после затворения водой твердеют до камневидного состояния. Такие вяжущие делят на три группы: воздушные, гидравлические и автоклавные. Первые – твердеют только на воздухе, к ним относятся гипсовые, магнезиальные вяжущие вещества, а также воздушная строительная известь. Вторые – твердеют как на воздухе, так и в воде, к ним относятся портландцемент, шлаковые и пуццолановые смешанные цементы, гидравлическая известь и глиноземистый цемент. Третьи – твердеют в автоклавных условиях, чаще всего это известково-песчаные растворы, а также растворы для производства газосиликатного кирпича [3].

Гипсовыми вяжущими материалами называют тонко измельченные продукты термической обработки естественных или искусственных разновидностей сульфата кальция, способные после затворения водой схватываться, твердеть и превращаться в камень на воздухе [2]. Существует два вида гипсовых вяжущих: низкообжиговые – получают такие вяжущие при температурах 140–180 °С и высокообжиговые – при температурах 600–800 °С [4]. Основным материалом для производства гипсовых вяжущих является природный гипсовый камень, который представляет собой двуводный сульфат кальция. Помимо этого, могут быть использованы природный ангидрит, фосфогипс и борогипс. Гипсовый камень и ангидрит – горные осадочные породы, формирующиеся при выделении сульфата кальция из морской воды, обогащенной солями. Обычно эти породы залегают совместно и могут переходить из гипса в ангидрит и наоборот.

Фосфогипс и борогипс, в отличие от ангидрита, относятся к техногенным продуктам. А именно, это отходы производства фосфорной и борной кислоты, соответственно. При производстве используют их редко, так как наличие примесей в виде оксидов алюминия, фосфора и др. могут негативно сказаться на качестве вяжущего. Помимо основного сырья, используют добавки, чтобы скорректировать конечные свойства гипсового вяжущего. Например, небольшое количество растворов солей (0,1 % NaCl) может повысить содержание α – полугидрата, который является более качественным, по сравнению с β – полугидратом [8].

По сравнению с другими минеральными вяжущими гипсовые – имеют невысокую пластичность и водоудерживающую способность растворов. В связи с этим, для повышения пластичности гипса, вводят известь (от 30 до 50 %), в результате чего получается гипсоизвестковое вяжущее, а для увеличения водостойкости добавляют активные минеральные добавки: доменные гранулированные шлаки, например. Также, широкое применение получило гипсоцементно-пуццолановое вяжущее (ГЦПВ), которое получают путем смешивания низкообжиговых гипсовых вяжущих, портландцемента и активной минеральной добавки [5].

Гипсовые вяжущие очень распространены в строительстве: производство штукатурки, кладочных растворов, гипсокартона. Ангидритовые вяжущие используют для изготовления бесшовных полов, искусственного мрамора и, конечно, для декоративно-отделочных работ.

Следующая группа минеральных вяжущих веществ – строительная известь, которую получают в результате обжига кальциево-магневых карбонатных горных пород. В качестве сырья для производства извести используют мел, известняк, известковые туфы и т.д. В качестве минеральных добавок используют золы и шлаки, которые вводят в мельничный агрегат, где они совместно перемешиваются и измельчаются. В зависимости от активности извести – общего содержания в ней оксидов кальция и магния, определяется ее качество.

Чем выше активность, тем лучше ее вяжущие свойства и меньше такой извести потребуется для приготовления строительного раствора. Воздушную известь активно используют в качестве пластификатора в строительных растворах, а также она нашла применение в производстве шлакобетона, теплоизоляционных материалов, легкобетонных камней и др.

Другое вяжущее, не менее популярное – магнезиальное. Его получают из природного магнезита и доломита, путем неполного обжига с последующим измельчением [3]. Главное отличие магнезиального вяжущего заключается в том, что его затворяют не водой, а растворами солей: так как MgO практически нерастворим в воде. Поэтому здесь большое внимание уделяется именно затворителям. Самым распространенным является раствор хлористого магния, и чем выше его плотность, тем медленнее протекает его схватывание и твердение, а, значит, и конечная прочность выше. Помимо данного затворителя, возможно использование и слабо концентрированных неорганических кислот (серной или соляной). Так как магнезиальное вяжущее, как и гипсовое, относится к воздушным вяжущим, то область его применения ограничивается воздушно-сухими условиями эксплуатации. В связи с этим, из него изготавливают теплоизоляционные материалы, огнеупорные бетоны, фибролит, из которого изготавливают плиты и пластины.

Главным представителем гидравлических вяжущих является портландцемент, который получают измельчением клинкера и гипса. Гипс добавляют для замедления сроков схватывания, а основу его составляет клинкер. Качество клинкера зависит от содержания в нем различных оксидов и количественным соотношением минералов, получаемых в процессе обжига [3].

По химическому составу портландцементный клинкер представлен в виде четырех основных оксидов: CaO, SiO₂, Al₂O₃, Fe₂O₃. Поэтому основными компонентами при производстве клинкера являются известковый, состоящий преимущественно из углекислого кальция (карбонатная порода), и глинистый, содержащий большое количество кислотных оксидов SiO₂ и Al₂O₃. В некоторых случаях, когда имеется возможность, два основных компонента заменяют одним – мергелем, представляющим собой природную смесь глинистых веществ и CaCO₃ в необходимом для производства клинкера соотношении. Для регулирования содержания в смеси того или иного оксида в нее вводят корректирующие добавки. Если в сырьевой смеси недостает кремнезема, добавляют трепел, песок, опоку, диатомит и другие вещества с высоким содержанием SiO₂; при недостатке глинозема (Al₂O₃) применяют бокситы, алюминиевые шлаки или глину с высоким содержанием Al₂O₃; недостаток оксида железа компенсируют добавкой железной руды, колчеданных огарков, колошниковой пыли. Пригодность сырьевых материалов для производства портландцементного клинкера устанавливают на основании их технологического изучения и технико-экономического анализа вопросов, вытекающих из организации цементного производства в данном районе (способ производства, вид топлива, качество цемента).

Иногда в производстве портландцементного клинкера применяют различные отходы производства. Широкое применение получили доменные шлаки и нефелиновый шлак, представляющий собой отход глиноземного производства. Нефелиновый шлак состоит из 80-85 % тонкодисперсного частично гидратированного двухкальциевого силиката. Состав шлама доводят до состава портландцементной сырьевой смеси. Недостатками шлама являются повышенное содержание щелочей и необходимость использования двух корректирующих добавок для повышения содержания Al₂O₃ и Fe₂O₃ в сырьевой смеси.

Основные минералы клинкера – это алит, белит, трехкальциевый алюминат и алюмоферрит кальция переменного состава. Второстепенными минералами являются свободные оксиды кальция, магния, кремния, стекловидная фаза (образующаяся при быстром охлаждении клинкера), метастабильные фазы – спурит, а также различные сульфаты. Алит определяет прочность цемента в первые сутки твердения, а при длительном твердении (больше года) важную роль в формировании прочности играет двухкальциевый силикат – белит.

В отличие от воздушных вяжущих, портландцемент эксплуатируют как в воздушной среде, так и в воздушно-влажных условиях и даже под водой. Его используют для бетонных, железобетонных конструкций, а также в качестве штукатурных и кладочных работах в виде растворов с песком [1].

Таким образом, в качестве исходного сырья для производства вяжущих материалов можно использовать природные материалы (минералы), так и отходы производств. Область применения минеральных вяжущих безгранична. Это связано с экологичностью получаемых материалов, легкостью сырья для их изготовления и относительной дешевизной получаемого материала.

Литература

1. Ахметжанов А.М., Корчунов И.В., Торшин А.О., Потапова Е.Н. Разработка инновационных материалов на основе цемента // Проблемы экономики и управления строительством в условиях экологически ориентированного развития [Электронный ресурс]: материалы 4-ой междунар. науч.-практ. онлайн-конф. (включая конкурс. работы студентов), Иркутск, Братск, Томск, 6-7 апр. 2017 г. / под науч. ред. С.А. Астафьева, И.П. Нужиной, Л.А. Каверзиной. – Иркутск: Изд-во БГУ, 2017. – С. 35-40.
2. Балдин В. П. Производство гипсовых вяжущих материалов. – М.: Высшая школа, 1988. – 167 с.
3. Бутт Ю.М., Сычев М.М., Тимашев В.В. Химическая технология вяжущих материалов. – М.: Высшая школа, 1980. – 472 с.
4. Волженский А.В., Ферронская А.В. Гипсовые вяжущие и изделия (технология, свойства, применение). – М.: Стройиздат, 1974. – 328 с.
5. Дмитриева Е.А., Манушина А.С., Потапова Е.Н. Создание высокопрочного гипсоцементно-пуццоланового вяжущего/ Инновационное развитие строительства и архитектуры: взгляд в будущее сборник тезисов участников Международного студенческого строительного форума - 2017. Симферополь, 2017. С. 12-14.
6. Потапова Е.Н. История вяжущих материалов: учеб. пособие. – М.: РХТУ им. Д. И. Менделеева, 2014. – 152 с.
7. Потапова Е.Н. Конструирование изделий из минеральных вяжущих: учебн. Пособие. – М.: РХТУ им. Д.И. Менделеева, 2016. – 232 с.
8. Ферронская А.В. Развитие теории и практики в области гипсовых вяжущих веществ / Сб. «Развитие теории и технологий в области силикатных и гипсовых материалов». Ч.1. М., МГСУ, 2000. – С. 47 – 56.

ГРАНУЛИРОВАННАЯ ЗОЛОБИТУМНАЯ СМЕСЬ ДЛЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В ДОРОЖНОМ СТРОИТЕЛЬСТВЕ

А.Б. Доржиева, У.В. Бедрицкая

Научный руководитель – доцент И.В. Фролова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день в России практически вся электроэнергия производится в результате сжигания твердого топлива – углей, сланцев, торфа. Это является причиной возникновения золоотвалов, которые занимают очень большие площади. Кроме того, они являются угрозой как для окружающей среды, так и здоровья людей, так как создают большую экологическую напряженность. Частицы золы, поступающие в атмосферу, могут распространяться на огромные расстояния вследствие ветровой эрозии.

Различные дефекты, преждевременные деформации и разрушение автомобильных дорог связано с агрессивным воздействием внешних факторов и постоянным увеличением количества транспортных средств. Многие дефекты связаны с физико-механическими и реологическими свойствами используемого вяжущего. Регулировать технико-эксплуатационные показатели битума можно с помощью добавления модифицирующих добавок, которые воздействуют на его структуру и свойства, следовательно, повышают качество дорожно-строительных композитов. Однако применение добавок повышает цену асфальтобетона.

Поэтому актуальным на сегодняшний день становится вопрос об использовании золы в дорожном строительстве для повышения качества битума.

Цель данной работы: получение золобитумного вяжущего.

Зола и шлак ТЭС образуются в результате сжигания твердого топлива, сжигаемое либо в виде кусков, либо в виде угольной пыли. Они представляют собой продукты обработки минеральной, несгорающей части углей при высоких температурах, около 1200 – 1700 °С. Кусковое топливо используется на мелких предприятиях. Большая часть зол и шлаков образуется на тепловых электростанциях из пылевидного угля. При этом в топках получают отходы двух видов: зола уноса и шлак. Около 80 % минеральной части углей переходит в золу, а остальные 20% – в шлак, который практически на 95 % состоит из стеклофазы, так как они долгое время находятся в топке при высокой температуре [1].

Глинистые минералы, слюда, кварц, полевые шпаты, сульфиды железа, оксиды и гидроксиды железа, карбонаты кальция, магния представляют собой минеральную часть твердого топлива. Соединения, обуславливающие образование зол и шлаков переменного химического и минерального состава в зависимости от температуры сжигания топлива и состава его минеральной части, образуются при взаимодействии друг с другом компонентов минеральной части при сжигании топлива.

По способу удаления различают:

золу сухого отбора (зола-уноса), которую получают в результате очистки дымовых газов золоуловителями. Она однородна по химическому составу, содержит незначительное количество несгоревших частиц топлива и является тонкодисперсным материалом, размер частиц которого 5–100 мкм. Химико-минералогический состав аналогичен составу минеральной части сжигаемого топлива;

золу мокрого отбора (зола гидроудаления), образующаяся в результате удаления ее в виде пульпы с помощью воды. Обычно применяют систему пневмоудаления золы, с помощью которой возможно поставлять золу покупателям в сухом виде, с низким содержанием несгоревших частиц [1].

В строительстве автомобильных дорог применяется зола уноса сухого отбора. Она используется как активная гидравлическая добавка, самостоятельное вяжущее, которое медленно твердеет, для устройства дорожных оснований и покрытий из укрепленных грунтов и отходов [1].

В работах зарубежных ученых [2] установлена возможность использования зол-уноса в качестве наполнителя органических битумных вяжущих в составе асфальтобетонной смеси для укладки слоев покрытия автомобильных дорог. Также доказано, что введение золы улучшает стабильность битума в составе смеси, характеристики прочности, водостойкость и сдвигоустойчивость асфальтобетонных смесей, следовательно, повышается стойкость к остаточным деформациям и снижается колееобразование покрытия в процессе эксплуатации.

На основании этого был подобран состав смеси, представленный в таблице 1. Объектами исследования были: зола Северной ТЭЦ (фракция меньше 0,5 мм) и битумная эмульсия марки ЭБК-1.

Таблица 1

Содержание компонентов в смеси массой 100 г

Компонент	Зола	Битумная эмульсия
Содержание, %	68	32

Была приготовлена смесь из битумной эмульсии и золы, предварительно нагретых по отдельности до 130 °С. Смесь была равномерно размешана и сгранулирована.

Гранулирование представляет собой совокупность физико-химических и физико-механических процессов, которые обеспечивают образование частиц с определенной структурой, размером, формой и физическими свойствами.

Гранулирование окатыванием состоит из четырех стадий [3]:

- 1) Смешивание исходного материала с частицами ретура и связующим.
- 2) Образование гранул из мелких частиц и измельчение комочков.
- 3) Образование окатышей и уплотнение гранул при перемещении их по поверхности тарели.
- 4) Упрочнение связей в связи с переходом жидкой фазы в твердую, то есть стабилизация структуры гранулы.

Для нормального развития процесса гранулирования необходимы зародышевые центры. Зародыши обладают достаточной массой для получения запаса кинетической энергии при сыпани в грануляторе, с помощью которой происходит перестройка структуры окатыша. Также у материала, увлажненного до состояния максимальной капиллярной влагоемкости, понижается прочность сцепления, что способствует образованию плотной структуры комка [4].

Интенсивность процесса гранулообразования зависит от технологии, аппаратного оформления процесса и свойств продуктов. В качестве связующего применяются различные жидкости, которые способствуют хорошему сцеплению частиц [3].

Гранулы получены на грануляторе тарельчатого типа: диаметр тарели - 0,5 м, угол наклона - 46–48° и скорость вращения тарели - 36 об/мин. Время гранулирования составило 15 – 20 минут. У полученных гранул была определена влажность, водопоглощение. Среднее значение влажности составило 5 %. Водопоглощение полученного образца составило 0,85 % масс.

Таким образом, проведенные исследования показали, что полученные на основе золы и битумной эмульсии гранулы имеют низкое водопоглощение.

Литература

1. Пантелеев В. Г., Ларина Э. А., Мелентьев В. А. Состав и свойства золы и шлака ТЭС: справочное пособие Под ред. ВА Мелентьева //Л: Энергоатомиздат, Ленинград отд-ние. – 1985. – Т. 288.
2. Sobolev K. et al. The effect of fly ash on the rheological properties of bituminous materials //Fuel. – 2014. – Т. 116. – С. 471-477.
3. Классен П. В., Гришаев И. Г. Основы техники гранулирования. – М.: Химия, 1982. – 272 с.
4. Коротич В. И. Теоретические основы окомкования железнорудных материалов. – Издательство "Металлургия", 1966.

ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННЫЕ МАТЕРИАЛЫ НА ОСНОВЕ ВСПЕНЕННОГО ЖИДКОГО СТЕКЛА И ВОЛЛАСТОНИТА

Зин Мин Хтет

Научный руководитель – доцент И.Н. Тихомирова

Российский химико-технологический университет имени Д.И. Менделеева, г. Москва, Россия

В настоящее время одной из важнейших проблем является создание материалов и покрытий, предназначенных для снижения теплопотерь и стойких к высоким температурам. Одним из способов решения этого вопроса является разработка технологии приготовления и нанесения на поверхность композитных материалов, которые замедляют нагрев защищаемой поверхности [1]. Теплоизоляционные свойства зависят от вида, количества наполнителя и от коэффициента вспенивания, который определяется концентрацией пенообразователя.

Такие отрасли экономики, как строительная индустрия, судостроение, энергетика и др. испытывают потребность в новых эффективных неорганических теплоизоляционных материалах, которые в отличие от органической теплоизоляции не являются горючими, более долговечны и биостойки. Подобные материалы могут быть получены на основе минеральных вяжущих и легких наполнителях [2].

При выборе связующего вещества мы ориентировались на то, что оно должно быть водостойким, жаростойким и иметь низкую истинную плотность. Изделия из жидкого стекла используются широко в строительстве в качестве теплоизоляции различных строительных конструкций и деталей. В связи с этим было выбрано натриевое жидкое стекло, которое при его объемном отверждении с помощью добавки кремнефтористого натрия и после высыхания превращается в ксерогель кремневой кислоты и материал становится водостойким.

Для повышения теплоизоляционных свойств таких материалов предлагается дополнительная поризация связующего. Существует два основных способа поризации – за счет термической обработки жидкого стекла [3] и за счет механического вспенивания массы. Известно, что само жидкое стекло при интенсивном перемешивании способно вспениваться, но в незначительной мере, поэтому в раствор силиката натрия вводили пенообразователь ПБ-Люкс в различных концентрациях и оценивали коэффициент вспенивания (K_B) при перемешивании с помощью бытового миксера (рис. 1).

Из приведенных данных следует, что больший коэффициент вспенивания достигается при более высоких значениях плотности и силикатного модуля, которые обеспечивают большую величину поверхностного натяжения и повышают тем самым кратность пены и ее устойчивость. Само связующее является микропористым и имеет низкую теплопроводность, однако обладает хрупкостью и низкой прочностью, что объясняется природой кремнеземистого ксерогеля, поэтому в состав композиции необходимо вводить легкие наполнители, от вида и количества которых зависят механические и теплофизические свойства.

С целью повышения прочностных характеристик композиционного материала был использован волластонит марки М325 (производство США) со средним размером частиц 12 мкм, насыпной плотностью 0,75 г/см³ и истинной плотностью 1,3 г/см³. Варьировалось соотношение между массой пены и массой наполнителя.

В эксперименте использовали натриевое жидкое стекло с модулем 2,62 и плотностью 1,335 г/см³. Кратность пены (K_B) равнялась 4, что достигалось введением пенообразователя ПБ-Люкс и интенсивным перемешиванием в течение 10 секунд. После полного отверждения и высушивания до постоянной массы при температуре 120 °С для полученных материалов определяли прочность на сжатие, кажущуюся плотность и теплопроводность. Коэффициент теплопроводности устанавливали с помощью прибора ИТП-МГ4 «100». Принцип работы прибора заключается в определении плотности теплового потока при соответствующей разнице температур противоположных лицевых граней образца размером 10×10 см определенной толщины при создании стационарного теплового потока, проходящего через плоский образец и направленного перпендикулярно к лицевым граням образца. Результаты эксперимента по влиянию вида и количества наполнителя на свойства теплоизоляционного материала приведены в табл. 1.

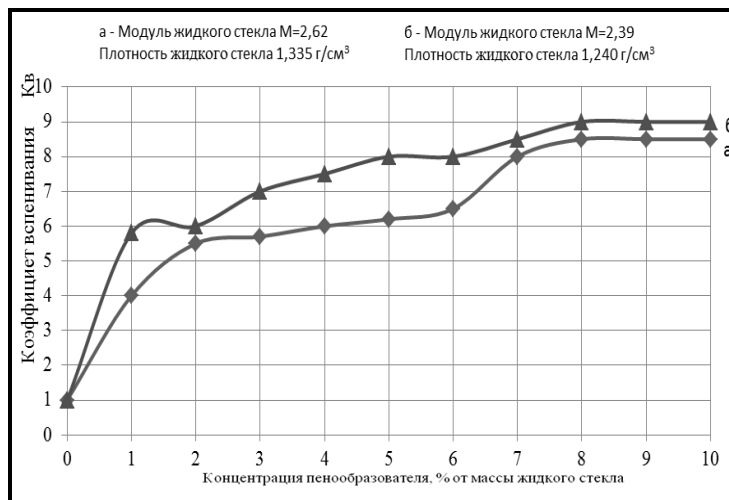


Рисунок 1. Зависимость коэффициента вспенивания от концентрации пенообразователя для натриевых жидких стекол:
а – модуль 2,62 и плотность 1,335 г / см³,
б – модуль 2,39 и плотность 1,240 г / см³

Таблица 1

Свойства теплоизоляционного материала на основе вспененного жидкого стекла и волластонита

№	Состав, мас. %				Прочность, МПа			Плотность, г / см ³	Теплопроводность, Вт/м·К
	Количество жидкого стекла (ЖС)	Na ₂ SiF ₆ , % от массы ЖС	Пенообразователь % от массы ЖС	Количество волластонита	7 сут	14 сут	28 сут		
1	52	15	8	48	22,36	29,67	40,31	0,78	0,160
2	60	15	8	40	4,49	7,39	6,33	0,67	0,161
3	63	15	8	37	2,83	3,08	3,79	0,55	0,134
4	66	15	8	34	3,78	5	5,28	0,60	0,135
5	68	15	8	32	4,02	3,2	4,27	0,50	0,150

Образец № 1 обладает значительной прочностью на сжатие при относительно высокой теплопроводности, такой материал скорее относится к конструкционно-теплоизоляционным. При содержании волластонита в составе композита в количестве 34-37 мас. % при удовлетворительной прочности коэффициент теплопроводности составляет примерно 0,13 Вт/м·К, что позволяет отнести этот композит к разряду теплоизоляционных. Такой материал абсолютно водостоек (коэффициент размягчения при испытании в течение 3 месяцев составляет 0,78), огнестоек, максимальная рабочая температура – 800°С. Очевидно, для того, чтобы снизить теплопроводность материала и в потенциале достичь значений на уровне 0,1 Вт/м·К необходимо либо повышать кратность пены, либо снижать количество волластонита, но это приведет одновременно к заметному снижению прочностных характеристик.

Таким образом, на основе предлагаемой методики можно создавать материалы с заданным соотношением прочностных и теплофизических свойств под конкретные требования потребителей, ориентированных на самые различные области применения.

Литература

1. Карпов Я.С., Ивановская О.В. Композиционные материалы: компоненты, структура, переработка в изделия / Уч. пособие. Харьковский национальный аэрографический университет. – Харьков: ХАИ, 2001. – 152с.
2. Зарубина Л.П Теплоизоляция зданий и сооружений: Материалы и технологии. 2-е изд. Издательство: СПб.: БХВ-Петербург, 2012. – 406 с.
3. Кутугин В.А. Управление процессами термической поризации жидкостекольных композиций при получении теплоизоляционных материалов: Дис.... канд. техн. наук. – Томск, 2008 г. – 142 с.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ВЛАГОУДАЛЕНИЯ В ДРЕВЕСНОЙ БИОМАССЕ И ПРОЦЕССА ИСПАРЕНИЯ ЖИДКОСТИ СО СВОБОДНОЙ ПОВЕРХНОСТИ

Н.А. Иванова

Научный руководитель – к.т.н., доцент ИШЭ Е.Е. Бульба

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Процесс испарения зависит от интенсивности теплового движения молекул: чем быстрее движутся молекулы, тем быстрее происходит испарение. Кроме того, немаловажными факторами, влияющими на процесс испарения, являются скорость внешней (по отношению к веществу) диффузии, а также свойства самого вещества. Важным фактором является также площадь поверхности жидкости, с которой происходит испарение [6].

Расчет характеристик процессов выхода влаги из пористых материалов очень сложен. Описание процессов движения фронта испарения от поверхности нагреваемого материала в его глубинные слои в настоящее время проводится во многих случаях (например, [5, 8]) с использованием математического выражения закона Герца-Кнудсена-Ленгмюра [4, 7]. Для использования последнего необходимо знание коэффициента аккомодации, который не является постоянной величиной и в каждом конкретном случае зависит от условий нагрева и оттока паров жидкости (например, [5, 8]) от поверхности фазовых превращений. Определение этой характеристики во всех случаях ее использования являются сложной задачей, которая решается при проведении экспериментальных исследований. Поэтому исследование закономерностей процессов влагоудаления является одной из основных задач при разработке технологий сжигания биотоплива в топках паровых и водогрейных котлов [1].

В качестве экспериментальных образцов использовалась дистиллированная вода (очищенная от различного рода примесей) и образцы лиственных, хвойных пород древесины.

Регистрация экспериментальных данных (масса, влажность, температура) проводилась в ходе проведения серии опытов. Методика проведения эксперимента ранее подробно описана в [2-3].

После экспериментального определения массы испарившейся за интервал времени Δt влаги в сушильной камере, находили массовую скорость влагоудаления жидкости из исследовавшихся образцов

$$W = \frac{\Delta m}{S \cdot \Delta t}, \quad (1)$$

где W – массовая скорость влагоудаления, кг / (м² · с); Δm – изменение массы образца, кг; S – площадь поверхности испарения (S = 0,47 м²); Δt – время сушки (Δt = 600 с).

В ходе эксперимента получили значения скорости влагоудаления для образцов хвойной и лиственной биомассы, а также значения скорости испарения для дистиллированной воды (рис. 1).

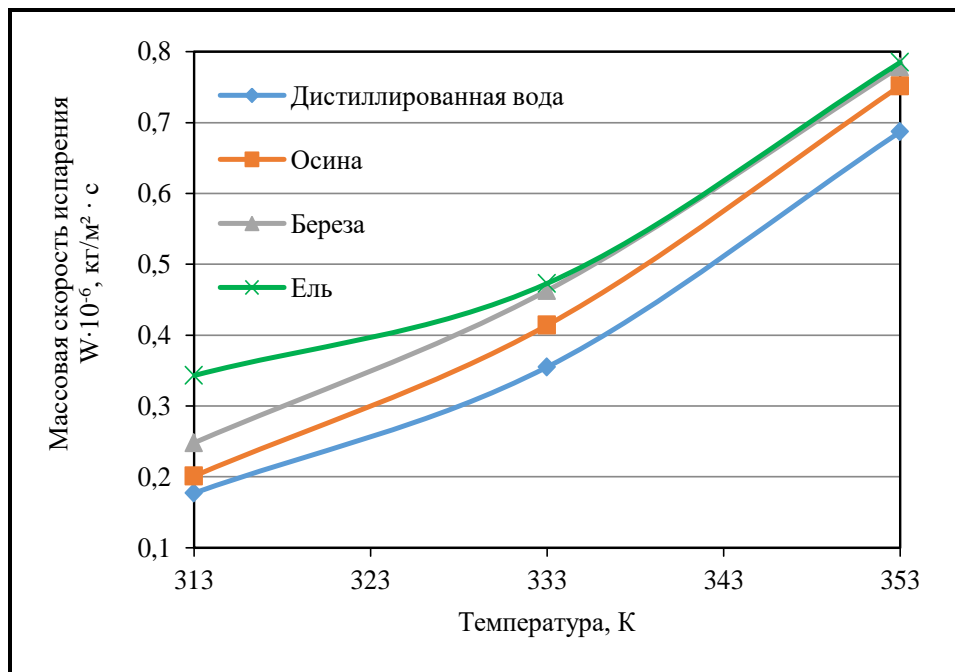


Рис. 1 Зависимость массовой скорости испарения от температуры

Анализируя данную зависимость, можно сказать, что массовая скорость визуально отличается для всех исследуемых образцов. Однако, рассчитав погрешность результатов измерений, можно сделать вывод о том, что все кривые находятся в одном доверительном интервале. Также можно сказать, что характер изменения массовой скорости испарения от температуры носит экспоненциальный характер.

Массовая скорость испарения с поверхности воды с течением времени не изменяется на всем исследуемом диапазоне температур, т.е. процесс испарения различного типа жидкостей является стационарным процессом.

Установленные закономерности могут использоваться при дальнейшем уточнении механизма удаления влаги из пористой структуры влагосодержащих материалов и развития общей теории сушки. Также результаты исследований могут использоваться при тестировании математических моделей сушки древесной биомассы.

Литература

1. Plis A. et al. Furniture wood waste as a potential renewable energy source //Journal of Thermal Analysis and Calorimetry. – 2016. – Т. 125. – №. 3. – С. 1357-1371.
2. Bulba E., Ivanova N. Experimental investigation of the processes of dehumidification of coniferous biomass //MATEC Web of Conferences. – EDP Sciences, 2017. – Т. 141. – С. 01014.
3. Bulba E. E., Ivanova N. A. Experimental study of liquid evaporation rate from coniferous biomass //MATEC Web of Conferences. Vol. 110: Heat and Mass Transfer in the Thermal Control System of Technical and Technological Energy Equipment (HMTTSC 2017).—Les Ulis, 2017. – EDP Sciences, 2017. – Т. 1102017. – С. 1020.
4. Kuznetsov G. V., Kuybin P. A., Strizhak P. A. Estimation of the numerical values of the evaporation constants of water droplets moving in a high-temperature gas flow //High Temperature. – 2015. – Т. 53. – №. 2. – С. 254-258.
5. Kuznetsov G. V., Salomatov V. V., Syrodoy S. V. Numerical simulation of ignition of particles of a coal–water fuel //Combustion, Explosion, and Shock Waves. – 2015. – Т. 51. – №. 4. – С. 409-415.
6. Петухова В.Г. Испарение жидкости с поверхности горизонтального цилиндра. Ученые записки Пермского университета. – 1968, сб. "Гидродинамика", вып. 1.
7. Strakhov V. L. et al. Mathematical simulation of thermophysical and thermochemical processes during combustion of intumescent fire-protective coatings //Combustion, Explosion and Shock Waves. – 2001. – Т. 37. – №. 2. – С. 178-186.
8. Syrodoy S. V., Kuznetsov G. V., Salomatov V. V. The influence of heat transfer conditions on the parameters characterizing the ignition of coal-water fuel particles //Thermal Engineering. – 2015. – Т. 62. – №. 10. – С. 703-707.

ДАЦИТОВЫЕ ПОРФИРЫ КАК СЫРЬЁ ПОРИСТЫХ ЗАПОЛНИТЕЛЕЙ

Б.М. Махмудов

Научный руководитель – доцент Н.А. Махмудова

Ташкентский архитектурно-строительный институт. г. Ташкент, Узбекистан

Образование месторождений дацитовых порфиров – вулканических стекловатных пород в Центрально-Азиатском регионе – Казахстане, Киргизстане и Узбекистане происходит на отдельных участках при развитии вулканизма в наземных условиях.

Участки Карачатау, Каракия, Чаркасар и Агата наиболее удобны в плане горнотехнических и транспортно-экономических условий с целью использования их для производства пористых заполнителей. Однако наиболее близким месторождением к г. Ангрену и Алмалыку является месторождение Каракия с запасом около 142 млн м³ на перспективу производства пористого щебня и песка для легких бетонов. Это месторождение расположено в 14 км от г. Алмалыка и 94 км от Ташкента. В качестве сырья для производства высокопрочного пористого заполнителя изучали дацитовые порфиры, химический состав которых представлен в таблице 1.

Таблица 1

Химический состав дацитовых порфиров

Сырьё	SiO ₂	Al ₂ O ₃	TiO ₂	CaO	MgO	Fe ₂ O ₃	SO ₃	K ₂ O	Na ₂ O	П.п.п.	Сумма
Дацитовые порфира	49,80	15,40	0,31	9,14	3,12	6,11	0,71	6,14	1,14	10,95	100,1

Данные, проведенные в таблице 1 показывают, что в дацитовых порфирах содержится большой процент карбонатов и оксида железа, калиевого полевого шпата, как так K₂O содержится 6,14%. Большая потеря массы при прокаливании (п.п.п.) позволяет судить о содержании гидратных соединений перлитовых пород.

Петрографический анализ дацитовых порфиров показал вкрапление плагиоклаза, темноцветных материалов биотита величиной 0,3-1,0 мм, кварца. Основная масса породы состоит из хлорита, кальцита, магматита, апатита. Стекол в породе нет, структура слоистая.

Изучение физико-механических свойств показало, что температура вспучивания – 1250-1300 °С, объемная масса спеченного материала – > 1, коэффициент вспучивания –1,2. Механическая прочность при сжатии породы перпендикулярно слоям – 15,0 МПа, а прочность по слоистой структуре – 2,5 МПа. Однако, следует отметить, что после разрушения дацитовой породы образуется до 90% щебня лещадной формы. Поэтому использовать ее в природном состоянии в качестве заполнителя для приготовления бетонов категорически запрещается согласно строительным нормам и правилам (СНиП).

На рентгенограмме дацитовых порфиров (рис. 1) четко видны линии межплоскостных расстояний d = 0,424; 0,355; 0,336; 0,297; 0,227; 0,183; 0,153; 0,138 нм; характерных для кварца полевых шпатов – 0,389; 0,347; 0,322; 0,319; 0,297; 0,215 нм; для сидирита – 0,276 нм.

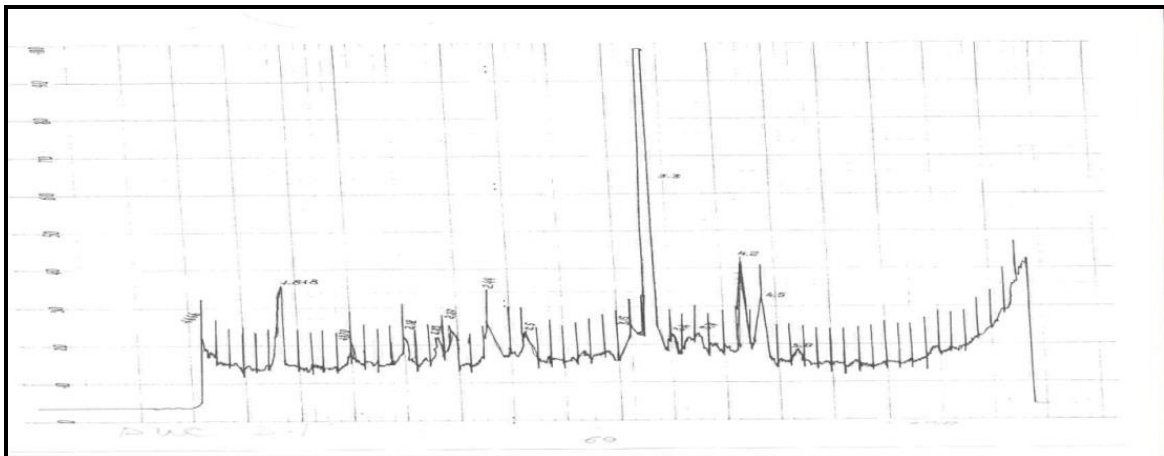


Рис. 1 Рентгенограмма пористого заполнителя гравиеподобной формы, обожженного при 1150 °С и выдержке 20 минут

Следовательно, рентгенографическим анализом установлен минералогический состав дацитовых порфиров, состоящих в основном из карбонатов кальцита CaCO₃, гидроминералов в виде перлитовых пород, содержащих химически связанную воду, сидирита, полевых шпатов и кварца. На дериватограмме дацитовых порфиров проявлено два эндотермических и три экзотермических эффектов (рис.2). Экзотермический эффект 350° характерен для выгорания органических веществ, а при 630 °С эффект связан с окислительно-восстановительной реакцией оксида железа, незначительный эндотермический эффект при 560 °С обусловлен диссоциацией сидирита FeCO₃ и модификационными превращениями β-кварц в α-кварц. Эндоэффект при температуре 780-840 °С характерен для

диссоциации карбонатов, а экзоэффект при 930° – разложения перлитовых магматических минералов на свободные оксиды: 0,249; 0,199; 0,173 нм и карбонатов – 0,302; 0,228; 0,192; 0,190 нм.

В связи с тем, что в составе каолининовой глины содержится уголь в тонкодисперсном состоянии около 40%, то необходимо уточнить, что из общего количества каолининовой глины в шихте из 10 % – 6 % составляет глина и 4% угля; в 15% добавки содержится 9% глины и 6% угля, а в 20% – 8% угля и 12% каолининовой глины.

В данной работе в качестве пластифицирующей и одновременно порообразующей добавки применяли зауглероженную каолининовую глину Ангренского месторождения, являющуюся попутным продуктом при добыче угля. Для экспериментальных исследований пробы зауглероженной глины отбирали непосредственно в карьере. Ангренскую глину предварительно выдерживали при +20 °С, затем измельчали и просеивали через сито № 1,25 мм. Дацитовый порфир измельчали на щековой дробилке, затем обрабатывали на вальцах тонкого помола, просеивали на сите с диаметром отверстия 1,25 мм. В зависимости от

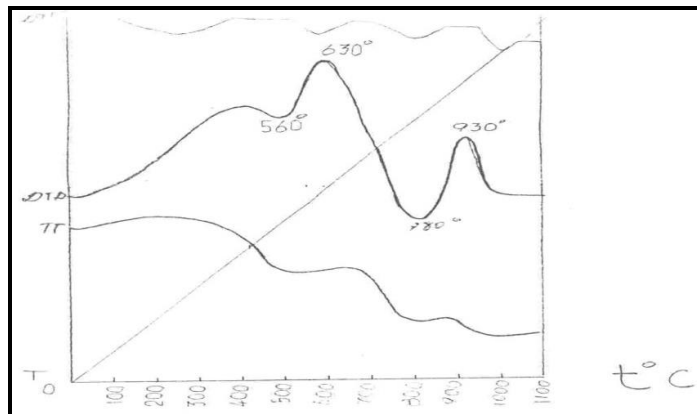


Рис. 2 Дериватограмма дацитовых порфиров

указанных трех составов, по содержанию глины, изготавливали шихту и увлажняли из расчета влажности шихты 15-18 %. Формовку гранул в лабораторных условиях осуществляли на шнековом грануляторе. Формовали гранулы диаметром 5-20 мм. После формовки гранулы высушивали и ставили на спекание в предварительно разогретую муфельную печь до 1100 – 1150 °С. Выдержка при обжиге составляла 20, 30, 40 минут, исходя из режима вспучивания стандартного керамзита во вращающейся печи. Однако, необходимо отметить, что при обжиге одной фракции 5 или 20 мм материал действительно нормально и хорошо спекался, поэтому необходимы исследования обжига гранул одновременно двух фракций 5-10 мм и 10-20 мм.

Рентгеноструктурный анализ готовой продукции показал, что рефлексы характерны для шпинели, кордиерита, кварца, карбоната и ангидридов.

Таблица 2

Физико-механические свойства пористого заполнителя, полученного из дацитовых порфиров и зауглероженной ангренской глины

№	Свойства заполнителя	Единица измерения	Фракции, мм	
			5-10	10-20
1	Плотность	кг / м ³	620	580
2	Прочность при сдавливании в цилиндра	МПа	5,5	5,0
3	Водопоглощение	%	16,8	17,7
4	Потери массы при:	%	нет	нет
	-Прокаливании			
	-Силикатном распаде			
	-Железистом распаде			
4	-Кипячении в воде	нет	нет	
	-Кипячении в растворах сульфатов	нет	нет	
5	Морозостойкость	Циклы	15	15

Из результатов таблицы 2 видно, что полученный заполнитель из дацитовых порфиров и добавки ангренской глины, при обжиге 1100-1150 °С, имеет марки 580-600 для указанных фракций, а в среднем марка 600. Прочность при сдавливании – в пределах 5,0-5,5 МПа. Эти данные показывают, что полученный заполнитель удовлетворяет требованиям ПСН на керамзит. Морозостойкость и водопоглощение также удовлетворяет требованиям нормативного документа.

Разработанные составы шихты, где дацитовые порфиры составляют 80, 85, 90 %, а зауглероженная каолининовая глина – 20, 15, 10 %, позволили получить новый гравиеподобный пористый заполнитель, обожженный при температуре 1150 °С и выдержке 20 минут.

Изученные три состава заполнителя удовлетворяют требования ПСН по качеству керамзита. Разработанная технология, проверенная в производственных условиях, позволила установить, что наименьшей добавкой зауглероженной глины является 10 %.

Литература

1. Чумаков Л.Д. Технология заполнителей бетона. – М.: Высшая школа, 2008.
2. Ицкович С.М., Чумаков Л.Д. Технология заполнителей бетона. – М.: Высшая школа, 1991.

ПОЛУЧЕНИЕ КАТАЛИТИЧЕСКИХ ЖЕЛЕЗОСОДЕРЖАЩИХ МАТЕРИАЛОВ ИЗ ПРИРОДНЫХ ГЛИН МЕТОДОМ МЕХАНОАКТИВАЦИИ

В.Э. Мохоева

Научный руководитель – ведущий инженер Э.Ц. Дашинамжилова
Бурятский государственный университет, г. Улан-Удэ, Россия
Байкальский институт природопользования, г. Улан-Удэ, Россия

Загрязнение природных водоемов органическими загрязнителями является актуальной проблемой современности. В природные водоемы они поступают, в основном в составе недостаточно очищенных сточных вод предприятий легкой, текстильной, химической и нефтехимической промышленности. Многие органические загрязнители содержат опасные токсичные вещества, представляющие угрозу для окружающей среды и здоровья человека. Органические загрязнители подразделяются на две группы: легкоокисляемые и трудноокисляемые вещества. Трудноокисляемые вещества не подвергаются биологической очистке, для их удаления применяется каталитическое окисление. Наиболее эффективными среди современных технологий очистки сточных вод являются комбинированные окислительные процессы АОП (Advanced Oxidation Processes) в сочетании с окислителями и катализаторами. Системы Фентона и Раффа (Fe^{2+} / H_2O_2 , Fe^{3+} / H_2O_2) обладают высокой активностью в процессах окисления органических веществ в водных растворах в кислой среде.

В последнее время большой интерес вызывают каталитические материалы, получаемые путем модифицирования слоистых алюмосиликатов (САС), являющихся минералами природных глин, различными соединениями переходных металлов, так как они являются эффективными катализаторами процессов окисления многих органических соединений. Возрастание интереса к таким материалам обусловлено необходимостью замены традиционных гомогенных катализаторов их дешевыми экологически безвредными аналогами. Применяемые в настоящее время методы получения каталитических материалов из слоистых алюмосиликатов являются многостадийными и связаны с большими экономическими и ресурсными затратами [1].

Поэтому актуальной задачей является поиск и разработка экономичных методов получения каталитических материалов, которые позволили бы сократить количество стадий и устранить образование отходов.

Минералы группы монтмориллонитов (Мт) являются основной составной частью бентонитовых глин. Монтмориллонит относится к трехслойным минералам. Его структура состоит из алюмосиликатных слоев. Состав этих слоев вследствие изоморфных замещений не постоянен. Межпакетные расстояния Мт могут изменяться, колеблясь от 9,4 до 21,4 Å. Эти расстояния изменяются в зависимости от количества воды, находящейся между пакетами [2]. Минералы группы монтмориллонита дисперсны, слабо окристаллизованы. Наибольшее применение в промышленном катализе нашли природные глины: монтмориллонит, каолинит, бейделлит, бентониты и др. Перспективность применения глин в катализе обусловлена многообразием условий синтеза и реагентов, возможностью на стадии получения модифицированных глин регулировать сорбционные и каталитические свойства [3].

Модифицированные полиядерными гидроксокомплексами (ПГК) металлов слоистые силикаты обладают значительным сродством к веществам анионного типа. Кроме того, при термообработке за счет кластеров оксидов металлов происходит фиксирование слоев глины с образованием регулярной пористой структуры с размерами полостей существенно большими, чем у крупнопористых цеолитов (до 0,9 нм). При этом удается добиться роста удельной поверхности глины с 60-80 до 200-300 м² / г.

В данной работе были получены разными методами железосодержащие материалы (Fe-Мт) на основе природного монтмориллонита Мухорталинского месторождения.

Синтез образца № 1: проводили по методу адсорбции, который включал следующие стадии: приготовление модифицирующего раствора (МР) из $FeCl_3$ и $NaOH$ (соотношение $Fe / OH = 1.5$); введение МР в водную суспензию монтмориллонита (Мт), обработанную ультразвуком на диспергаторе УЗДН-2 (УЗ, 22кГц); отделение твердой фазы центрифугированием; отмывание образца от хлорид-ионов. Образцы № 2 и 3 получены методом пропитки Мт модифицирующим раствором с последующей механоактивацией (рис. 1). Образцы различались количеством МР, введенного в суспензию Мт, и соотношением жидкой и твердой фаз. Образцы № 1, 2 и 3 сушили при комнатной температуре. Образцы № 2 и 3 измельчали в планетарно-центробежной мельнице АГО-2 (1300

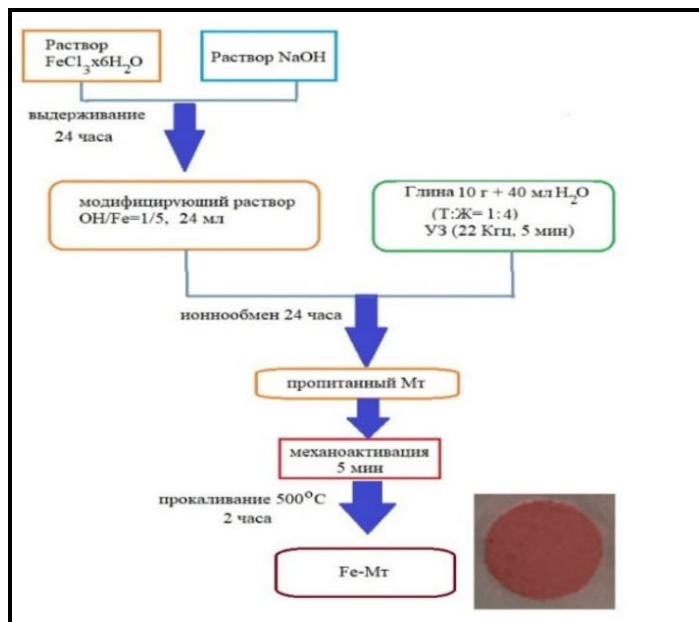


Рис. Схема получения железосодержащего материала № 2

об/мин) в течение 1, 5 и 10 минут. Все образцы прокаливали при 500 °С в течение 2 часов. Содержание железа в образцах Fe-Мт № 1, 2 и 3, прокаленных при 500 °С в течение 2 часов, определяли по спектрофотометрическому методу, который основан на образовании сульфосалициловой кислоты с солями железа окрашенных комплексных соединений ($\lambda_{\max} = 440$ нм). Содержание железа в образцах составило от 55,1 мг/г до 68,9 мг/г.

Каталитическая активность полученных материалов изучалась в модельной реакции разложения пероксида водорода (ПВ), которая протекает по уравнению: $2\text{H}_2\text{O}_2 \rightarrow 2\text{H}_2\text{O} + \text{O}_2$. Эта модель сравнительно проста. Подвергающаяся окислительно-восстановительным превращениям молекула ПВ состоит всего из двух атомов водорода и двух атомов кислорода; конечные продукты ее распада (H_2O и O_2) не осложняют протекание реакции. За ходом реакции легко следить по выделению кислорода волюмометрическим методом [4].

Кинетика разложения H_2O_2 в присутствии полученных образцов Fe-Мт изучалась в термостатированном реакторе 25,0 °С по скорости выделения O_2 на волюметрической установке при различном содержании Fe-Мт.

В таблице представлены значения константы скорости первого порядка разложения ПВ при различном содержании катализаторов. Константа скорости реакции увеличивается с ростом содержания катализатора. Это вызвано увеличением содержания железа, что ведет к увеличению скорости разложения пероксида водорода и увеличению скорости выделения кислорода. Согласно результатам таблицы, все полученные образцы Fe-Мт обладают каталитической активностью в реакции разложения ПВ. Увеличение содержания катализатора приводит к увеличению константы скорости реакции.

Таблица

Константы скорости разложения пероксида водорода в присутствии Fe-Мт

Катализатор	Содержание катализатора, г/л		
	1,5	3,0	5,0
	Константы скорости разложения пероксида водорода, мин ⁻¹		
Образец № 1	$0,68 \cdot 10^{-4}$	$1,47 \cdot 10^{-4}$	$2,07 \cdot 10^{-4}$
Образец № 2	$1,03 \cdot 10^{-4}$	$1,57 \cdot 10^{-4}$	$2,87 \cdot 10^{-4}$
Образец № 3	$1,33 \cdot 10^{-4}$	$1,40 \cdot 10^{-4}$	$2,50 \cdot 10^{-4}$

Таким образом, результаты работы свидетельствуют о том, что железосодержащие материалы, полученные методом механоактивации, являются активными катализаторами реакции разложения пероксида водорода. Это открывает перспективы для применения их в качестве гетерогенных катализаторов фентоновских процессов окисления органических веществ.

Литература

1. Catalysis by layered materials: a review / G. Centi, S. Perathoner // *Microporous Mesoporous Mater.* – 2008. – V. 107. – P. 3.
2. Тарасевич Ю.И. Природные сорбенты в процессах очистки воды. – Киев: Наукова Думка, 1981. – 207 с.
3. Ханхасаева С. Ц. и др. Влияние модифицирования на структурные, кислотные и каталитические свойства слоистого алюмосиликата // *Кинетика и катализ.* – 2004. – Т. 45. – №. 5. – С. 748-753.
4. Ханхасаева С.Ц. Получение Fe-монтмориллонита и исследование его текстурных и каталитических свойств // *Вестник БГУ.* – 2008. – № 3. – С. 88 – 91.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НИЗКОСОРТНОГО ГИПСОВОГО КАМНЯ В ПРОИЗВОДСТВЕ ЦЕМЕНТА

М.А. Мухамедбаева

Научный руководитель – доцент А.А. Мухамедбаев

Ташкентский химико-технологический институт, г. Ташкент, Республика Узбекистан

Портландцемент – гидравлическое вяжущее, твердеющее в воде и на воздухе, получаемое путем совместного тонкого измельчения клинкера, добавок и гипса. Гипс вводится в портландцемент для регулирования сроков схватывания и прочностных показателей. Природный гипс (гипсовый камень) представляет собой светлый, иногда окрашенный примесями в серые или желтоватые цвета минерал [1-4]. Наряду с чистым гипсом в природе встречаются также гипсосодержащие породы, в которых есть значительные количества глинистых веществ и карбонатов. Эти породы представляют собой тонкодисперсную механическую смесь гипса с песчано-глинистыми или известково-глинистыми примесями.

Несмотря на довольно широкое распространение залежей гипса во всех частях земного шара, не все месторождения гипса имеют высокую сортность и использование гипса низкого сорта актуально в настоящее время для производства цементов. Использование гипса низкого сорта должно быть обосновано результатами всесторонних исследований, связанных с установлением количества вводимого гипса, влиянием его на свойства производимого цемента.

Исследуемая проба гипсового камня представляет собой мелкозернистую породу светло-желтого цвета. Цвет пробы и преобладание в пробе примеси известняка предопределены расположением месторождения гипсового камня вблизи месторождения известняка. Присутствует также небольшое количество кварца и лесса.

Отсутствие крупных кусков в породе (табл. 1) дает возможность исключения в технологической цепочке добычи гипса дробильного оборудования, в частности щековой дробилки.

Таблица 1

Фракционный состав гипсового камня

Наименование пробы	Остаток на сите, %		Проход через сито, %
	60 мм	5 мм	5 мм
Гипсовый камень	0	19,6	80,4

Определение содержания гипса ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) проводили в соответствии ГОСТ 4013-82. Результаты определений приведены в табл. 2.

Таблица 2

Содержание гипса

Номера проб	Содержание, %			Сортность, ГОСТ 4013-82
	$\text{H}_2\text{O}_{\text{крист.}}$	$\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$	SO_3	
Проба 1	14,88	71,10	33,07	4
Проба 2	14,86	71,01	33,03	4

По сортности гипсовая порода соответствует 4 сорту гипса. Следовательно, возможность применения в производстве цементов должна определяться по результатам испытания цементов, что требует проведения специальных исследований.

В настоящее время многие производители цемента вводят до 5 мас. % известняка в состав цемента в качестве вспомогательного компонента. Однако не существует каких-либо рекомендаций по особенностям использования портландцемента с карбонатными добавками.

Данная научно-исследовательская работа проведена на пробах клинкера, базальта и гипса. Техническая характеристика клинкера следующий: коэффициент насыщения (KH) – 0,90; силикатный модуль (n) – 2,12; глиноземистый модуль (p) – 1,06; массовая доля оксида магния (MgO) – 2,12 %; массовая доля оксида кальция свободного ($\text{CaO}_{\text{св.}}$) – 0,4%; массовая доля хлор-иона (Cl^-) – 0,08 %; минералогический состав клинкера: C_3S – 57-63%; C_2S – 13-20%; C_3A – 5-8%; C_4AF – 13-19 %; предел прочности при сжатии после пропаривания – 26,5 МПа; предел прочности в возрасте 28 суток при изгибе – 6,8 МПа и сжатии – 48,6 МПа.

Для приготовления цемента использовали базальтовую породу следующего химического состава, мас. %: потери при прокаливании – 6,35; SiO_2 – 46,09; Al_2O_3 – 14,42; Fe_2O_3 – 10,54; CaO – 8,47; MgO – 8,91; SO_3 – 0,81.

Выбор составов цементов основан на том, что в первом случае (проба 1) содержание компонентов шихты, кроме гипса соответствует производственному. Содержание гипсового камня увеличено до 135 кг/т цемента вместо 105 кг/т цемента при сохранении значения сроков схватывания. При увеличенном количестве гипса до 135 кг/т цемента, отмечается увеличение нормальной густоты цементного теста с 26,50% до 29,50%. Расплав конуса увеличился с 107 мм до 111 мм. Начало и конец схватывания увеличились на 10 минут и составили 2 ч. 25 мин и 4 ч. 25 мин, соответственно. Прочность при пропаривании составила: при изгибе – 3,8 МПа; при сжатии – 24,5 МПа. Прочность после 28 суток твердения: при изгибе – 5,9 МПа; при сжатии – 41,1 МПа.

Последующие два варианта состава цементов основаны на том, что при вводе повышенного количества гипса низкого сорта, в состав цементов с гипсом входит некоторое количество балласта, которое должно быть компенсировано за счет вводимого базальта, т.к. общее количество добавок в цементе Д20 не должно превышать 20 мас. %. В связи с повышенным количеством гипса в цементе и содержанием 30 мас.% балласта в низкосортном гипсе, целесообразно уменьшить количество вводимой добавки на 3-5 мас. %.

Поэтому, в составе цемента № 2 уменьшено количество базальта на 3 мас.% при вводе гипса 105 кг/т цемента, а в составе цемента № 3 – на 5 мас.% при вводе гипса 135 кг/т цемента.

Определение тонкости помола цементов проводили по остатку на сите и по удельной поверхности по ГОСТ 310.2-76 [5]. Результаты определений приведены в табл. 3.

Таблица 3

Тонкость помола цементов

Номера проб	Состав цемента, кг			Тонкость помола	
	клинкер	добавка	гипс	Остаток на сите 008, %	Удельная поверхность, $\text{см}^2 / \text{г}$
1	787,22	165,29	135,0	14,0	–
2	787,22	127,28	105,0	13,5	2850
3	787,22	97,78	135,0	14,0	2900

Нормальная густота цементного теста, определение сроков схватывания и равномерности изменения объема цементов проводили в соответствии ГОСТ 301.3-76. Для определения прочностных характеристик цементов изготавливают образцы-балочки из раствора состава соотношением цемента к песку (Ц/П) 1:3 с водоцементным отношением (В/Ц) 0,40 и нормальной консистенции, характеризуемой распылом конуса 106 – 115

мм. Для каждого срока испытаний изготавливают по три образца. Изготовление образцов производят в соответствии с инструкцией установленного лабораторного оборудования.

Определение нормальной плотности цементного теста и сроков схватывания цементов проводят на приборе Вика. Определение предела прочности при изгибе и сжатии после пропаривания проводили в соответствии ГОСТ 310.4-81. Результаты определений приведены в табл. 4.

Таблица 4

Прочностные характеристики цементов

Номера проб	Предел прочности (время твердения – 28 суток), МПа		Предел прочности при пропарке, МПа	
	изгиб	сжатие	изгиб	сжатие
1	5,9	41,1	3,8	24,5
2	6,1	42,3	3,9	25,5
3	5,9	41,9	3,8	25,3

Результаты исследований показали, что гипсовый камень низкого сорта вполне может быть использован в производстве цементов. Качество полученных цементов соответствуют требованиям ГОСТ 10178-85 «Портландцемент и шлакопортландцемент. Технические условия».

На наш взгляд гипс 4-го сорта не приемлем для производства бездобавочного цемента. Балласт гипсового камня в таких количествах может отнести такой цемент к разряду цемента с добавками Д5.

Возможное снижение прочности цемента Д20 к 28 суткам твердения также следует корректировать с учетом балласта в гипсе. Например, если с гипсом в состав цемента вводится 5% балласта, то количество вводимой минеральной добавки следует уменьшить на 5% без изменения клинкерной части, при этом достигается компенсация потери прочности.

Если учитывать то, что стоимость минеральной добавки выше гипса 4-го сорта, здесь имеет место снижения себестоимости выпускаемого цемента.

Однако, при использовании низкосортного гипса следует учитывать повышение содержания инертных составляющих, которые могут повлиять на качество цементов. Поэтому, при использовании низкосортного гипса рекомендуется корректировать вещественный состав шихты с учетом количества вводимого гипса, т.е. уменьшать количество вводимой добавки на 3-5 мас. %. Только в этом случае достигаются положительные стороны использования низкосортного гипса в составе цементов.

Литература

1. Болдырев А. С., Золотов П. П. (ред.). Строительные материалы: справочник. – Стройиздат, 1989.
2. Волконский Б.В., Судакс Л.Г. (ред.). Справочник по химии цемента: – Стройиздат, 1980.
3. Кравченко И. В. Краткий справочник технолога цементного завода //М.: Высшая школа. – 1974.
4. Бутт Ю. М., Сычев М. М., Тимашев В. В. Химическая технология вяжущих материалов. – 1980.
5. ГОСТ 310-76 Цементы. Методы испытаний. М., Издательство стандартов, 1985. – 40 с.

ПЕРСПЕКТИВА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВЫГОРЕВШИХ ГОРЮЧИХ СЛАНЦЕВ ПРИРОДНОГО ПРОЯВЛЕНИЯ «ГОРЕЛИКИ»

Е.Г. Николаев

Научный руководитель – старший преподаватель А.А. Морова
Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

В связи с изменением нормативов по теплотехническим параметрам ограждающих конструкций в настоящий момент на рынке стройматериалов наблюдается повышение спроса на теплоизоляционные материалы. Использование теплоизоляционных материалов позволит снизить толщину стен, тем самым уменьшив их массу, что, в конечном счете, уменьшит общую стоимость строительства. Помимо этого, уменьшение потери тепла в отапливаемых зданиях уменьшает расход топлива, что особенно актуально в настоящее время [1].

Чаще всего горелые породы образуются в местах добычи горючего сланца (ГС). В отвал направляют сланец, который не удалось отделить от пустой породы в процессе добычи. Пустая порода представляет в основном битуминозные глины, содержащие в своей массе пирит (в песчаниках, на контактах пород). За счет повышения суммарного содержания в отвальных массах органических соединений, вследствие совместного хранения пустой породы и сланца, в терриконах происходит самовозгорание, приводящее к образованию большого количества отходов (горелых пород). Иницирует возгорание окисление пирита, о чём свидетельствует облегчение возгорания при увлажнении породы [4].

Выгоревшие породы представляют собой продукты низкотемпературного обжига при самовозгорании породы (смесь глины и сланцев) в терриконах в окислительной среде. Доля выгоревших пород в терриконах колеблется от 75 до 90% от всего объема отвала. По основным физико-химическим свойствам они близки к глинам, которые были обожжены при 800-1000°C [2].

В Самарской области находится природное проявление, именуемое «Горелики», расположенное вблизи с. Яблонный Овраг в Волжском районе.

Породы, находящиеся здесь, относятся к среднему подъярису волжского яруса верхней юры и представляют собой выгоревшие пласты ГС и вмещающих пород.

ГС в какой-то момент начал гореть, причиной могло послужить:

1. Повышение температуры при окислении пирита и дальнейшее возгорание.
2. Степной пожар.
3. Удар молнии.

Кислород, необходимый для поддержания реакции горения, мог поступать с поверхности по трещинам в вышележащих породах. Процессы горения ГС можно наблюдать и в настоящее время, например, на территории Эстонии несколько лет назад фиксировалось самовозгорание ГС на побережье там, где пласты пород выходили на поверхность.

В процессе горения на участках с различным доступом кислорода воздуха была различная температура, в результате чего начинал варьироваться цвет выгоревшего сланца.

Более темным участкам соответствует относительно низкая температура, при которой происходило горение, в красных – температура была выше. Порой она поднималась до такой отметки, что порода начинала плавиться и вспучиваться, этим и объясняется неровный, сильно деформированный рисунок. Выше выгоревшей зоны находится лимонитизированная зона, что, скорее всего, связано с поступлением атмосферного кислорода, воды и растворённого в ней железа с поверхности.

Во время полевой геологической практики в 2017 г. нами впервые были обнаружены незатронутые процессом горения участки ГС в толще горелых пород. Примечательно, что цвет пород, выгоревших ниже каждого из участков, ярко-красный, что говорит о том, что там была сравнительно высокая температура, которая в дальнейшем равномерно распределилась и обошла какие-то участки сбоку (желтый цвет).

Было проведено исследование 5 образцов методами рентгенографического фазового анализа (РФА) и дифференциального термического анализа (ДТА), из которых приведены 2, т. к. они дают общую картину того, как изменились ГС в результате горения:

Образец № 1. Представляет из себя неизменную черную породу из линзы в основании толщи выгоревшей породы. Макроскопически порода представляет тонкослоистые глинистые ГС с большим количеством органического вещества. Под увеличением порода однородна, уверенно определяется вторичный кальцит, развитый по трещинам и пустотам.

Образец содержит следующие минеральные фазы: кварц, полевые шпаты, гидрослюда, органическое вещество, вероятно, присутствует гематит в незначительном количестве, возможно, слюды (много незначительных пиков на рентгенограмме).

На кривой ДТА (рис. 1) наблюдается превращение минеральных фаз, происходит эндоэффект с максимумом при 120 °С – удаление H₂O, гидрослюдистых минералов, далее начинается окислительный процесс, связанный с горением органической составляющей, а также, возможно, переход Fe²⁺ в Fe³⁺. Этим процессам соответствует изменение массы $\Delta m=12,5\%$.

После экзотермии в ходе кривой ДТА наблюдается незначительный перелом при 565°C – выделение гидроксильной воды гидрослюдистых минералов. Конечная потеря массы составляет $\Delta m=16,7\%$.

Образец № 5. Содержит минеральные фазы (подтверждено микроскопическими исследованиями): кварц, кальцит, гематит, полевые шпаты, незначительное количество гидрослюды.

На кривой ДТА (рис. 2) незначительный эндоэффект с максимумом 120°C, удаление адсорбированной воды, далее экзотермический эффект в области 200-400°C, соответствующий переходу Fe²⁺ в Fe³⁺, далее начинается перегиб кривой ДТА до 630°C, в этом интервале происходит выделение конституционной воды. Данным процессам соответствует потеря массы $\Delta m=4,0\%$. Значительный эндоэффект наблюдается при 930°C, соответствующий диссоциации кальцита со значительной потерей массы ($\Delta m=4,0\%$).

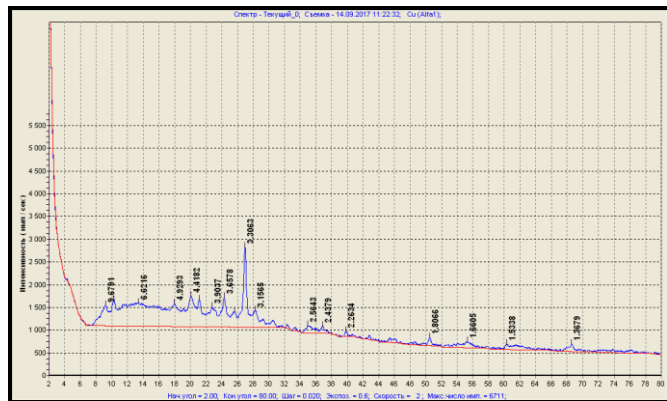


Рис. 1 ДТА образца №1 (неизменная порода)

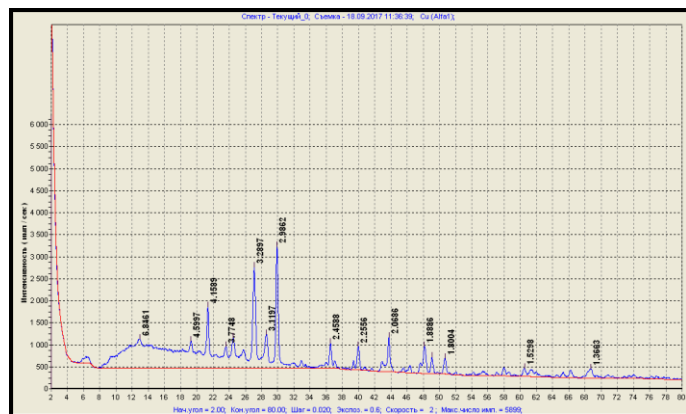


Рис. 2 ДТА образца №5 (выгоревшая порода)

В результате исследования образцов можно сделать вывод, что выгоревшие породы содержат минимальное количество органических примесей и минеральную глинисто-песчаную часть, обожженную в той или иной степени. Благодаря высокой микропористости и адсорбционной активности выгоревшие породы могут быть использованы в качестве наполнителя в обычных бетонах и различных мастик, для изготовления керамзита, кирпича, насыпных грунтов.

Мы рассмотрели особенности процесса горения ГС на природном проявлении «Горелики», обсудили возможные причины возгорания. Карьер имеет будущее в качестве источника сырья в строительном деле.

Литература

1. Абдрахимов В.З., Абдрахимова Е.С., Семеновичев В.К. Исследование тепломассообменных процессов при обжиге теплоизоляционных изделий на основе горелых пород и бейделлитовой глины // Новые огнеупоры. – 2011. – № 4. – С. 313.
2. Абдрахимов В.З., Белякова Е.А., Денисов Д.Ю. Экспериментальное исследование теплопроводности легковесного кирпича на основе бейделлитовой глины и горелых пород // Огнеупоры и техническая керамика. – 2010. – № 11-12. – С. 49 – 52.
3. Голицын М.В. Горючие сланцы - альтернатива нефти: учебное пособие. – Москва: Изд-во Знание, 1990.
4. Панов Б.С., Проскурня Ю.А. Модель самовозгорания породных отвалов угольных шахт Донбасса. «Геология угольных месторождений» (Межвузовский тематический научный сборник). Екатеринбург, 2002, 274 – 281 с.

РАЦИОНАЛЬНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ФЛОТАЦИОННЫХ ОТХОДОВ В ПРОИЗВОДСТВЕ СТРОИТЕЛЬНЫХ МАТЕРИАЛОВ

А.Г. Нимчик, Х.Л. Усманов

Научный руководитель – доктор химических наук, профессор З.Р. Кадырова
Институт общей и неорганической химии Академии Наук Республики Узбекистан,
г. Ташкент, Узбекистан

Промышленные отходы и побочные продукты различных производств содержат в своем составе такие основные оксиды, как SiO_2 , Al_2O_3 , Fe_2O_3 , CaCO_3 , MgO и др., которые являются необходимыми компонентами в производстве различных строительных материалов. Поэтому они по своему вещественному составу и физико-химическими характеристиками близки к природным материалам и могут служить эффективным заменителем природного сырьевого компонента. В этом плане представляют большой интерес многотоннажные флотационные отходы свинцовообогащительного производства АО «Алмалыкский горно-металлургический комбинат» Республики Узбекистан.

Известно, что производство портландцемента является ресурсо- и энергоемким процессом, где при обжиге сырьевого материала протекают ряд важнейших химических реакций, таких как декарбонизация известняка, химическое взаимодействие продуктов разложения сырьевых компонентов с образованием низкоосновных силикатов, алюминатов и др. Использование нетрадиционных сырьевых компонентов, несомненно, оказывает существенное влияние на фазовые процессы при высокотемпературном обжиге цементной сырьевой шихты. Поэтому необходимо изучить специфические особенности фазовых превращений для разработки оптимальных сырьевых составов и технологических параметров обжига новых составов шихт цементного клинкера. В зависимости от химического состава сырьевых компонентов изменяется не только скорость реакций, но и механизм их протекания и соответственно степень образования основных кристаллических фаз [1-6].

Для этого нами были использованы в качестве карбонатного компонента реактивный карбонат кальция CaCO_3 марки «ч.д.а» и отходы, образующиеся при флотации свинцово-цинковых руд свинцовообогащительной фабрики (СОФ) Алмалыкского горно-металлургического комбината (табл. 1).

Таблица 1

Вещественный состав использованных флотоотходов свинцово-цинковых руд АГМК

Номера проб	Содержание основных оксидов, мас. %							ппп	сумма
	SiO_2	Al_2O_3	Fe_2O_3	CaO	MgO	SO_3	R_2O		
1	45,52	9,83	5,21	14,81	8,93	5,23	2,61	7,85	99,99
2	46,52	9,83	5,21	14,81	8,83	5,23	2,64	6,91	99,98
3	45,47	9,93	6,45	15,32	8,89	2,31	2,13	8,63	99,13
4	46,09	9,61	5,11	15,11	8,67	2,78	2,21	8,80	98,38

Исследования проводились на смесях СОФ : CaCO_3 при соотношении компонентов от 80:20 до 20:80 мас. %. Процессы твердофазных превращений при обжиге в интервале температур 700-1300 °С изучались химическими силикатными анализами и физико-химическими методами, дополняющими друг друга.

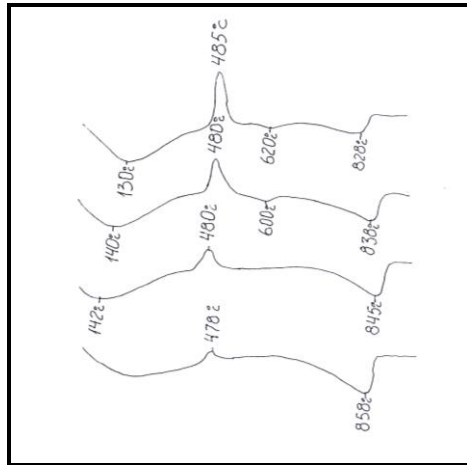


Рис. 1 ДТА смесей:

- 1 – СОФ: $\text{CaCO}_3 = 80:20$; 2 – СОФ: $\text{CaCO}_3 = 60:40$;
3 – СОФ: $\text{CaCO}_3 = 40:60$; 4 – СОФ: $\text{CaCO}_3 = 20:80$

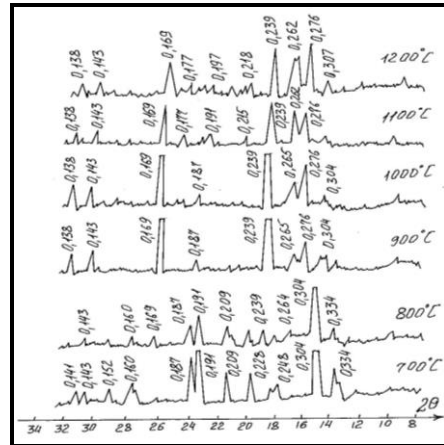


Рис. 2 Рентгенограмма пробы №4 (СОФ: $\text{CaCO}_3 = 20:80$), обожженной при различных температурах

В процессе термообработки до температуры 1300 °С в исследуемых смесях протекают ряд химических реакций, с образованием жидкой фазы в температурном интервале 1150–1250 °С.

Сырьевая смесь, содержащая 80 мас. % флотоотхода СОФ и 20 мас. % CaCO_3 , претерпевает фазовые превращения подобно флотоотходу без добавок. Дифференциально-термический анализ (рис. 1) показывает эндоэффекты при 130–140 °С и 615–620 °С, соответствующие удалению физически и химически связанной воды. Экзоэффект при температуре 480–530 °С соответствует переходу кварца из β в α -модификацию. При температуре 690–700 °С начинается процесс декарбонизации карбоната кальция в смеси, который наиболее интенсивно выражается эндоэффектом при температуре 815–830 °С.

Полученные результаты петрографического и рентгенофазового (рис. 2) исследования, проектированных составов, обожженных при различных температурах, показывают, что при температуре 650–700 °С начинается активное разложение составляющих минералов исследуемых смесей. При этом первые изменение в структуре слюд и полевых шпатов с $d = 0,334; 0,256$ нм и $d = 0,320; 0,252; 212$ нм наблюдаются уже при выделении химически связанной воды, так при 700 °С наблюдается оплавление зерен минералов. Кальцит частично разлагается, в результате чего наблюдаются бурые мутные агрегаты, состоящие из микродисперсных зерен CaO и метастабильного сперрита $2(2\text{CaO} \cdot \text{SiO}_2) \cdot \text{CaCO}_3$ с дифракционными линиями $d = 0,304; 0,267; 0,263$ нм.

В процессе разложения слюд и шпатов при 800–820 °С с образованием большого количества свободного оксида кальция с дифракционными линиями $d = 0,276; 0,240; 0,170$ нм наблюдается интенсивное образование соединений, состоящих из кислотных оксидов. Оптические зерна свободного оксида кальция ($\text{CaO}_{\text{св}}$) наблюдаются в виде кубической и округлой формы размером 20–50 мкм и показатель преломления $N_{\text{пр}} > 1,733$. При температуре обжига 870–950 °С в микродисперсной фазе появляются тонкие прорастания минералов геленита, мервенита и оккерманита, представляющие твердые растворы с размером частиц 5,67–5,72 мкм. При этом следует отметить, что все образовавшиеся минеральные фазы являются низкоосновными по отношению к оксиду кальция (CaO). Изменение содержания свободного CaO , определенное спиртово-глицератным методом, в количестве 15 % указывает на активное разложение кальцита табл. 2.

Термограммы смесей имеют эндо- и экзоэффекты, однако на термограммах составов № 2-4, по сравнению с составом №1, наблюдается, что эндоэффекты при 130–140 °С и 590–600 °С менее интенсивны, а эндоэффект декарбонизации смещается в область более высоких температур 650–700 °С, вследствие уменьшения алюмосиликатного компонента, что является началом образования новых минеральных фаз, которые являются продуктами взаимодействия исходных компонентов.

При температуре обжига 800–820 °С рентгенограммы регистрируют появление дифракционной линий портландцементного минерала C_2S $d = 0,279; 0,274$ нм в количестве 3–5%.

Таблица 2

Изменение содержания $\text{CaO}_{\text{св}}$ от общего его содержания в смесях, определенное аналитическим методом

№ проб	Составы	Температура обжига, °С					
		700	800	900	1000	1100	1200
		Содержание свободного CaO , мас. %					
1	СОФ: $\text{CaCO}_3 = 80:20$	3,92	14,68	0	0	0	0
2	СОФ: $\text{CaCO}_3 = 60:40$	3,69	35,67	0	0	0	0
3	СОФ: $\text{CaCO}_3 = 40:60$	3,21	71,36	36,03	0	0	0
4	СОФ: $\text{CaCO}_3 = 20:80$	0	31,30	97,13	89,66	83,23	73,25

На основе проведенных теоретических и практических исследований влияния флотоотхода обогащения на механизм твердофазовых превращений, были рассчитаны портландцементные сырьевые смеси. Исследуемые цементы были получены в широком диапазоне величин коэффициента насыщения от 0,75 до 0,95 и силикатного модуля от 2,1 до 2,4. Обжиг сырьевых смесей проводили при температуре 1400–1450 °С. Рентгенофазовый анализ полученных клинкеров показал наличие характерных линий алита C_3S $d = 0,303; 0,277; 0,259$ нм, белита C_2S $d = 0,287; 0,279; 0,260$ нм, а также характерных линий, соответствующих трехкальциевому алюминату C_3A и четырехкальциевому алюмоферриту.

Таким образом, результаты проведенных исследований убедительно показывают возможность получения портландцементного клинкера с использованием отходов, образующиеся при флотации свинцово-цинковых руд свинцообогатительной фабрики АО «Алмалыкский горно-металлургический комбинат» Узбекистана вместо природного глинистого компонента.

Литература

1. Пашенко А. А., Сербин В. П., Старчевская Е. А. Вяжущие материалы. – 1985.
2. Пашенко А. А. Новые цементы. – Киев: Будівельник, – 1978.
3. Сиражиддинов Н.А., Глекель Ф.Л., Иркаходжаева А.П., Усманов Х.Л. Регулирование свойств силикатных материалов. – Ташкент: ФАН, 1987. – 104 с.
4. Пашенко А. А., Мясникова Е.А. и др. Теория цемента. – Киев: Будівельник, 1991. – 168 с.
5. Усманов Х.Л., Кадырова З.Р., Сабилов Б.Т., Умиров М. Отходы переработки руд цветных металлов – перспективное сырье для производства портландцемента // Сборник докладов IV Межд. науч. прак. конф. «Экология–образование, наука, промышленность и здоровье». – Россия: Белгород, 2011. – Ч. 1. – С.189 – 192.
6. Усманов Х.Л., Кадырова З.Р., Шакаров Т.И. Пути утилизации флотоотходов в производстве строительных материалов // Горный вестник Узбекистана. – 2009. – № 3. – С. 68 – 69.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ СОСТАВОВ МИНЕРАЛЬНЫХ ВОЛОКОН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МАГМАТИЧЕСКИХ ПОРОД И МЕТАЛЛУРГИЧЕСКОГО ШЛАКА

Ш.М. Ниязова, А.П. Пурханатдинов

Научный руководитель – профессор З.Р. Кадырова

*Институт общий и неорганический химии Академии наук Республики Узбекистан,
г. Ташкент, Узбекистан*

В современных условиях развития строительства с учетом резко континентальных климатических особенностей нашей страны потребность в качественно новых строительных материалах огромна. На этапе развития технологий строительства особенно актуально создание широкой гаммы новых теплоизоляционных материалов общего и специального назначения. При этом необходимость придания большинству из них низкой теплопроводности, достижения повышенной прочности и долговечности ставит со всей остротой вопрос о теоретических и экспериментальных исследованиях технологических путей получения малодефектных структур изделий с использованием энергосберегающих и безотходных приемов.

Как показатели предварительные маркетинговые исследования, производство теплоизоляционных материалов по традиционным технологиям не полностью удовлетворяет потребностям рынка, поэтому необходимо продвижение на рынок качественно новых материалов. В этой связи весьма актуальным становится вопрос создания и внедрения эффективных видов энергосберегающих материалов с использованием местных сырьевых ресурсов на основе инновационных технологий.

На сегодняшний день с целью расширения сырьевой базы и повышения производительности, снижения себестоимости, а также улучшения экономической, экологической обстановки в каждом регионе, уделяется большое внимание вопросам изыскания исследования местных сырьевых ресурсов и возможности использования промышленных отходов для разработки составов в производстве минеральных волокон.

Общеизвестно, что для получения минеральных волокон используются магматические породы, такие как базальт, диабаз, габбро, андезибазальт, и горные породы, в частности доломит, известняк, или шлак металлургического производства.

При этом следует отметить, что экономически выгодным и перспективным представляется вовлечение в производство отходов горно-металлургических предприятий, в частности АО «Узбекский металлургический комбинат» (АО «Узметкомбинат») и АО «Алмалыкский горно-металлургический комбинат» (АО «АГМК») Ежегодный объем в отвалах промышленных регионов Республики накоплено несколько десятков млн. тонн промышленных отходов: химической, горно-металлургической и ряда других отраслей промышленности. В связи с вышеуказанных работах рассматривается изучения возможности практического использования не дефицитных вторичных материалов.

Согласно экспертным оценкам в настоящее время определено, что у нас в Республике имеются огромные запасы природных сырьевых ресурсов и геологически разведано достаточное количество различных месторождений магматических пород.

Известно [1, 2], что магматические породы отличаются по своему химическому и минеральному составу, согласно которого для получения минеральных волокон высокого качества требуют различных технологических подходов и решений. Поэтому необходимо разработать критерии пригодности этих сырьевых ресурсов для получения минеральных волокон.

В качестве объектов изучения рассматривались магматические породы (базальты, габбро, диабазы, андезибазальты) и шлаки металлургического производства с различным содержанием основных расплавообразующих оксидов в (% мас.), определенными физико-химическими методами.

Химический состав магматических пород согласно технического задания, должен соответствовать требованиям ГОСТ 31309-2005 [3]. В связи с этим, для изготовления теплоизоляционных волокнистых материалов потребуются базальтовые породы, в составе которых содержится следующие основные оксиды: SiO_2 – 43-47 %; Al_2O_3 – до 20 %; CaO – до 10 %; MgO – до 7 %; ($\text{Na}_2\text{O} + \text{K}_2\text{O}$) – 3,5 %.

Таблица 1

Химический состав магматических горных пород исследуемых месторождений

Наименование пород	Содержание основных оксидов, масс. %										ППП
	SiO_2	TiO_2	Al_2O_3	Fe_2O_3	FeO	CaO	MgO	Na_2O	K_2O	SO_3	
Асмансайский базальт	47,98	1,79	13,48	5,85	7,70	8,46	5,81	2,86	1,28	0,25	4,34
Акчинский габбро	46,62	1,37	18,94	7,29	4,89	12,3 7	9,0	2,45	2,74	1,02	1,87
Арватен-Каракийский диабаз	43,89	1,28	16,19	8,48	2,68	10,8 7	9,20	1,56	2,41	0,38	3,36
Карахтайский андезибазальт	45,56	3,55	15,17	6,18	6,90	10,0 7	4,87	1,58	1,66	0,15	4,84
Содержание основных оксидов в среднем	43,0-47,0	1,5-4,0	13,0-19,0	5,0-9,0	2,0-9,0	6,0-12,0	4,0-9,0	2,0-3,0	0,66-3,0	0,45-1,0	3,6-5,0

Таблица 2

Химический состав переработанного шлака

Наименование	Содержание основных оксидов, масс. %										ППП
	SiO_2	TiO_2	Al_2O_3	Fe_3O_3	FeO	CaO	MgO	Na_2O	K_2O	SO_3	
Шлак «АГМК»	31,72	0,36	6,18	52,04	–	3,36	3,20	0,54	2,26	–	0,10
шлак АО «Узметкомбинат»	20,11	–	7,25	16,12	4,30	36,07	14,20	0,1	0,2	–	1,25

Результаты химического анализа (табл. 2) показывают, что шлаки в своем составе содержат такие основные соединения, как SiO_2 , Al_2O_3 , Fe_2O_3 , CaO , MgO и остальные в незначительном количестве. Из литературных данных известно, что вышеуказанные оксиды являются основными составляющими компонентами, используемыми для производства строительных материалов различного назначения.

При этом следует отметить, что в зависимости от значения коэффициента качества и химического состава доменные шлаки подразделяются на различные сорта. Результаты сопоставления коэффициента качества и химического состава шлаков АО «Узметкомбинат» показывают, что они относятся к основным шлакам.

Железосодержащие шлак Алмалыкского горно-металлургического комбината (табл. 2) образуются после извлечения остаточной меди из отвалных медеплавильных шлаков, по своему химическому составу в основном состоят из Fe_2O_3 , SiO_2 , Al_2O_3 и др. Поэтому представляет интерес более глубокое исследование этих отходов на предмет возможности использования их в производстве минеральных волокон.

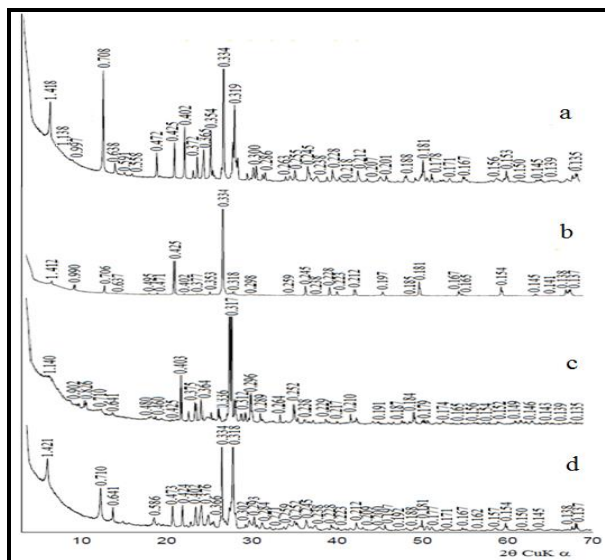


Рис. 1 Рентгенограмма магматических пород а) диабаз, б) базальт, в) габбро, д) андезитбазальт

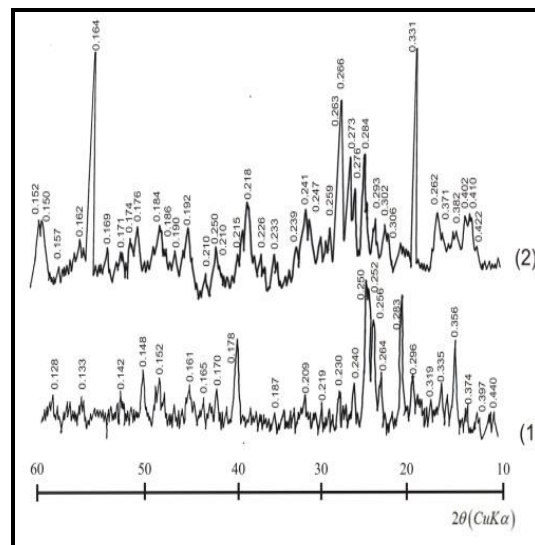


Рис. 2 Рентгенограмма шлака АГМК (1) и шлака Узметкомбината (2)

Полученные результаты рентгенофазового анализа исследуемых магматических горных пород Республики Узбекистана (рис. 1) показали, что их минералогический состав являются аналогичными и состоят в основном из минералов кварца, хлорита, альбита, кальцита, а также прочих минералов, содержание которых составляют в очень малых количествах. Согласно рентгенофазового анализа (рис. 2) отходов металлургических предприятий, можно отметить, что они в основном состоят из минерала оккерманита $2\text{CaO} \cdot \text{MgO} \cdot 2\text{SiO}_2$, смешанного во всех отношениях с геленитом $2\text{CaO} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot \text{SiO}_2$, образуя серию твердых растворов. Минерал мелилит образуется в шлаках в широком диапазоне смешанных растворов с межплоткостными расстояниями $d=0,442; 0,371; 0,306; 0,239; 0,229; 0,177; 0,175; 0,157; 0,154$ нм; мервинита $3\text{CaO} \cdot \text{MgO} \cdot 2\text{SiO}_2$ с межплоткостными расстояниями $d=0,292; 0,284; 0,281; 0,273; 0,274; 0,276; 0,241; 0,226; 0,220; 0,203; 0,190$ нм; юсита $d=0,253; 0,247; 0,219; 0,214; 0,153; 0,151$ нм, также наблюдаются линии четырехкальциевого алюмоферрита C_4AF $d=0,724; 0,195; 0,192; 0,184; 0,182; 0,153$ нм.

Литература

7. <https://dic.academic.ru>
8. <http://basalt.today/ru/2016/03/3604/>
9. ГОСТ 31309-2005. Материалы строительные теплоизоляционные на основе минеральных волокон. Общие технические условия.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИМЕНИМОСТИ ВОДОСТОЙКОГО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО МАГНЕЗИАЛЬНОГО ВЯЖУЩЕГО В ТЕХНОЛОГИИ ТРОТУАРНЫХ КАМНЕЙ

В.О. Пильникова

Научный руководитель – доцент Н.А. Митина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Тротуарная плитка как способ замощения улиц и площадей впервые была использована в XIX веке в Голландии. В России этот материал стали использовать только в семидесятых годах XX века.

Для изготовления тротуарных плит известно множество составов, основными компонентами которых являются портландцемент, щебень, песок, вода, добавки, улучшающие свойства конечных изделий и пигменты. В настоящее время разрабатывают составы смесей для тротуарных камней и других подобных материалов с минимальным содержанием портландцемента, как основного дорогостоящего компонента, или с заменой его другим эффективным альтернативным вяжущим материалом. Одним из таких материалов является гидравлическое магнезиальное вяжущее. Традиционное оксихлоридное (оксисульфатное) магнезиальное вяжущее можно применять только для композиционных изделий служащих в условиях пониженной влажности (до 60 %) вследствие присутствия в продуктах твердения растворимых веществ. Гидравлическое магнезиальное вяжущее обладает повышенной водостойкостью, способно твердеть и эксплуатироваться во влажных условиях и в воде [2]. Это свойство магнезиальным вяжущим приобретает за счет использования в качестве жидкости затворения раствора бикарбоната магния и получения нерастворимых продуктов твердения.

Целью данной работы является исследование применимости водостойкого гидравлического магнезиального вяжущего в технологии тротуарных камней в качестве альтернативы портландцемента.

Состав смеси для образцов тротуарных камней содержит: каустический магнезиальный порошок Савинского месторождения, крупный и мелкий заполнители и раствор бикарбоната магния (БКМ) в качестве жидкости затворения. Магнезиальный порошок изготавливают обжигом при 800°C на предприятии ООО «Сибирские порошки». Полученный порошок соответствует марке ПМК–75. В качестве мелкого заполнителя использовали речной песок с модулем крупности 3,0-2,5. Крупным заполнителем служит отсев гравия фракции 0,315-5 мм. Применяемый для затворения смеси раствор БКМ (концентрация 10–13 г/л) получают путем растворения в воде магнезита при повышенном давлении. В отличие от растворов $MgCl_2$ и $MgSO_4$ БКМ образует при затворении водонерастворимые соединения, и такой цементный камень твердеет с увеличением прочности как в воздушной, так и во влажной среде после предварительного твердения на воздухе в течение 3 суток [2].

Поскольку методик для расчета мелкозернистой бетонной смеси для тротуарных камней с использованием магнезиального цемента нет, для этой цели применили данные для расчета состава смеси на основе портландцемента М400. Расчет проводят на 1 м³ бетонной смеси. Водотвердое отношение (В/Т) принимается равным 0,4. Учитывая наибольший размер крупного заполнителя, равный 10 мм, и среднепластичный тип заполнителей бетона, расход раствора БКМ составляет 205 л / м³.

Зная расход раствора БКМ и В/Т, определили количество каустического магнезита, которое составило 512,5 кг / м³. Исходя из соотношения каустический магнезит : крупный заполнитель (отсев гравия) : мелкий заполнитель (песок) в составе бетона 1:1,25:1,25 при расходе каустического магнезита 512,5 кг / м³, потребуется 641 кг / м³ крупного заполнителя и столько же мелкого заполнителя [1].

Для приготовления смеси твердые компоненты: каустический магнезит, крупный и мелкий заполнитель смешивают, затем смесь затворяется раствором бикарбоната магния. Раствор тщательно перемешивается и выкладывается форму – образцы-балочки 40×40×160 мм. Образцы оставляют в формах для предварительного твердения на 3 суток в условиях воздушно-сухой среды, затем вынимают из форм и помещают для окончательного твердения часть в водную среду, часть в воздушно-влажную среду, а часть образцов подвергают тепловлажностной обработке – пропариванию при температуре 85-90 °С в течение 8 часов.

Для определения прочностных характеристик образцы-балочки в возрасте 28 суток с момента их изготовления испытывали на изгиб и на сжатие с помощью гидравлического пресса [3].

Водостойкость материала оценивается по коэффициенту водостойкости (K_B), определяемому как отношение среднего арифметического значения предела прочности при сжатии образцов, твердеющих в насыщенном водой состоянии, к пределу прочности при сжатии образцов, твердеющих в стандартных для магнезиальных вяжущих условиях в сухом состоянии.

Результаты испытаний и значения коэффициента водостойкости приведены в таблице 1.

Таблица 1

Характеристика образцов тротуарных камней, полученных на основе магнезиального вяжущего, затворенных бикарбонатом магния

№ образца	Среда твердения	Плотность, кг / м ³	Прочность при изгибе, МПа	Прочность при сжатии, МПа	Коэффициент водостойкости (K_B)
1	Воздух	1977	1,5	13,2	1,4
2	Возд-влаж	1991	1,8	17,7	
3	Вода	2028	2,4	18,4	
4	Пропаривание	2055	2,7	24,0	1,8

Исходя из полученных значений, можно сделать вывод, что наибольшую прочность в нормальных условиях имеют образцы, твердевшие в воде. Однако, максимальная прочность образцов будет достигаться при пропаривании. Нормативной прочности при сжатии соответствуют только образцы, твердевшие в условиях пропаривания, отпускная прочность которых составляет 90 %. Значения прочности при изгибе ниже нормативных требований.

Из расшифровки рентгенограммы (рис. 1) видно, что проба состоит из кристаллической фазы SiO_2 , которая осталась после просеивания пробы для РФА. Цементная магнезиальная матрица представлена кристаллическими фазами $MgCO_3$, $Mg(OH)_2$ и гидромагнезита, нерастворимыми в воде, вследствие чего образцы обладают высокими характеристиками по водостойкости. Наличие высокодисперсных кристаллов гидромагнезита и гидроксида магния обуславливает высокую прочность полученного образца.

В результате проведенных исследований было установлено:

1. Для приготовления среднепластичной смеси возникла необходимость увеличить содержание жидкости затворения с 205 до 300 л / м³. Это связано с тем, что использовалась методика расчета портландцементной смеси. Тонкость помола магнезиального вяжущего выше, чем у портландцемента.

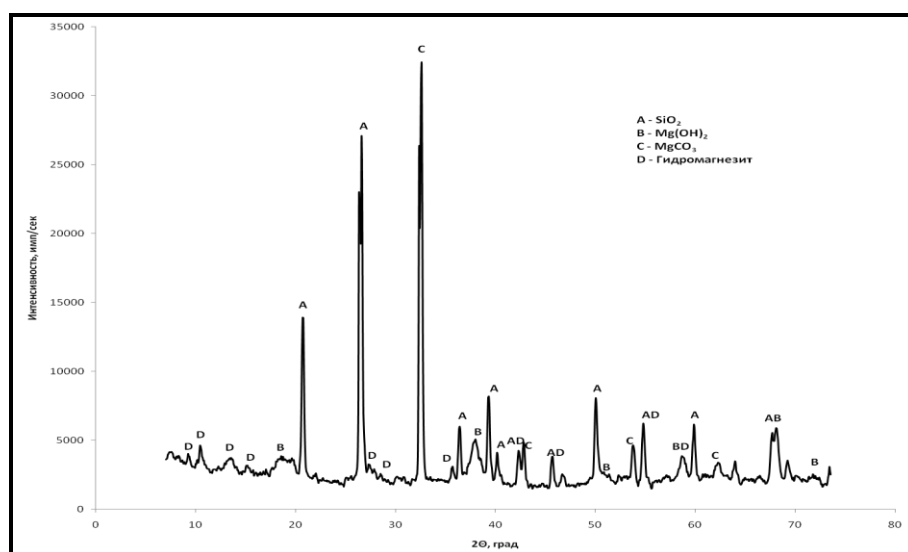


Рис. 1 Рентгенограмма матрицы образца, твердевшего в условиях пропаривания

2. Наибольшую прочность в нормальных условиях имеют образцы, твердевшие в воде. Однако максимальная прочность образцов достигается при пропаривании. Нормативной прочности при сжатии соответствуют только образцы, твердевшие в условиях пропаривания, отпускная прочность которых составляет 90 %.

3. Значения K_B больше 1, это говорит о высокой водостойкости образцов. Самые высокие значения K_B получаются в результате твердения при пропаривании, т.к. при взаимодействии каустического магнезита с БКМ образуются малорастворимые соединения гидромагнезита, а также карбонат магния.

4. Установлена принципиальная возможность применения водостойкого гидравлического магнезиального вяжущего в технологии тротуарных камней, обладающих высокой водостойкостью и стойкостью к выщелачиванию, необходимой прочностью и предположительно высокой износостойкостью, так как материалы на основе магнезиального вяжущего способны полироваться.

Литература

1. ГОСТ 27006-86. Бетоны. Правила подбора состава бетона. – М.: Стандартинформ, 2008. – 7 с.
2. Митина Н.А., Лотов В.А., Кабанова В.В., Сухушина А.В. Особенности гидратации магнезиального цемента // Фундаментальные исследования. – Томск, 2013. – № 8 (part 3). – Р. 676 – 680.
3. Лотова В.А., Кутугина В.А. (под ред.). Технология силикатных дисперсных систем: учебное пособие – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 211 с.

О ВОЗМОЖНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАЛЛАДИЯ НА ВИСМУТОМОДИФИЦИРОВАННОМ ЭЛЕКТРОДЕ МЕТОДОМ ИНВЕРСИОННОЙ ВОЛЬТАМПЕРОМЕТРИИ

Ж.К. Сабитова

Научный руководитель – д.х.н., профессор Н.А. Колпакова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

За счет склонности металлов сплавляться друг с другом, они могут образовывать твердые растворы и химические соединения, называемые интерметаллидами.

За счет интерметаллидов, в земной коре насчитывается около 100 минеральных видов. Примерно треть этих минералов еще недостаточно изучена и даже не имеет названий. Это объясняется тем, что минералы всех платиновых металлов образуют в рудах микровключения и труднодоступны для исследования [1]. Состав интерметаллических соединений (ИМС) не всегда подчиняется правилам валентности, но эти соединения имеют ярко выраженную индивидуальность свойств.

Ранее, в работах мы уже уделяли внимание возможности устранения мешающего влияния водорода путем модифицирования графитового электрода висмутом [2].

Данная работа посвящена изучению влияния модификатора (висмута), нанесенного на поверхность графитового электрода при определении палладия в минеральном сырье методом инверсионной вольтамперометрии. При выборе модификатора, который образует ИМС с определяемым элементом, руководствуются тем, что мольная доля модификатора должна быть больше, чем мольная доля определяемого элемента. Введение модификаторов на поверхность электродов способствует повышению чувствительности, селективности и воспроизводимости вольтамперометрических измерений.

Исходя из литературных источников, палладий и висмут могут взаимодействовать между собой с образованием на поверхности графитового электрода нескольких интерметаллических соединений: Bi_2Pd , BiPd , BiPd_2 [3].

В данной работе нами использован вольтамперметрический анализатор ТА-4 от компании «ТомьАналит», г. Томск. Прибор состоит из трех ячеек, где рабочим электродом служит графитовый электрод (ГЭ) импрегнированный парафином и полиэтиленом низкого давления, вспомогательным электродом и электродом сравнения являются насыщенные хлоридсеребряные электроды, заполненные 1М KCl. Деаэрирование растворов не проводили. В качестве фона использовали 1 М HCl. На рис. 1 представлены вольтамперные кривые электроокисления палладия на ГЭ, модифицированном висмутом.

При электроокислении осадка палладий-висмут на вольтамперной кривой появляется дополнительный пик при потенциале 0 В, ток которого зависит от концентрации ионов палладия (II) и от концентрации ионов висмута (III). Пик при потенциале -0,2 В является пиком электроокисления висмута с поверхности ГЭ, пик при 0,3 В соответствует пику электроокисления палладия и пик при потенциале 0 В является пиком висмута с поверхности электроосажденного палладия.

Суммарная площадь под пиками электроокисления висмута с поверхности ГЭ и осадков висмута с поверхности электроосажденного палладия равна площади под пиком электроокисления висмута с поверхности ГЭ. Это говорит о том, что пик при потенциале 0 В связан с электроокислением осадков висмута с поверхности палладия, осажденного на ГЭ.

Так как пик при потенциале 0 В зависит от концентрации ионов палладия (II) при постоянной концентрации висмута, то его можно использовать как аналитический сигнал для определения содержаний палладия методом ИВ наряду с пиком электроокисления палладия с поверхности ГЭ, который происходит при потенциале 0,3 В в 1М HCl.

В работе [4] приводились данные по чувствительности определения по пику электроокисления палладия с поверхности графитового электрода, модифицированного висмутом. Так, чувствительность определения палладия по пику электроокисления палладия с поверхности графитового электрода, модифицированного висмутом, в два раза меньше, чем по пику селективного электроокисления висмута из ИМС Bi_2Pd .

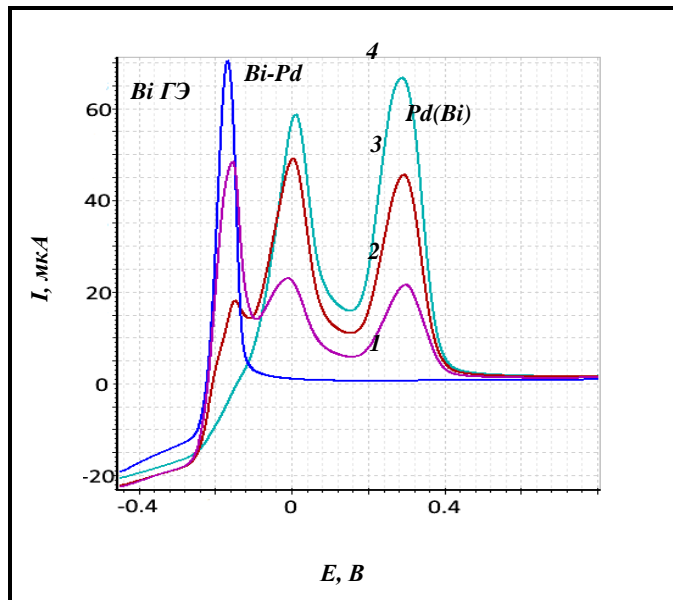


Рис. 1 Вольтамперные кривые электроокисления палладия на ГЭ, модифицированном висмутом.

Условия опытов: фон 1 М HCl, $E_s = -0,8 \text{ В}$;

$\tau_s = 60 \text{ с}$; $V = 0,06 \text{ В/с}$; $C_{\text{Bi}}(\text{III}) = 10 \text{ мг / дм}^3$,

$C_{\text{Pd}}(\text{II}), \text{ мг / дм}^3$: 1) 0; 2) 2; 3) 4; 4) 6.

Литература

1. Палладий [Электронный ресурс]: Издательство "Наука", 1977 // Электронная версия: "Наука и Техника", 2002. – URL: <http://www.astronet.ru> // (дата обращения: 25.11.2017).
2. Сабитова Ж.К., Колпакова Н.А. Определение палладия методом инверсионной вольтамперметрии с использованием графитового электрода, модифицированного висмутом // Сборник научных трудов Всероссийской школы-конференции с межд. уч. БШКХ-2017. Иркутск: Изд-во «Оттиск», 2017. – С. 360.
3. Вол А.Е., Каган И.К. Строение и свойства двойных металлических систем. Т. 4. – М.: Наука, 1979. – 576 с.
4. Колпакова Н.А., Сабитова Ж. Определение палладия по пику селективного электроокисления висмута из интерметаллического соединения с палладием // Первая Международная конференция по интеллектоемким технологиям в энергетике (физическая химия и электрохимия расплавленных и твердых электролитов): сборник докладов, Екатеринбург, 18-22 Сентября 2017. – Екатеринбург: Издательский дом "Ажур", 2017 – С. 353.

**ВЛИЯНИЕ ТЕХНОГЕННОГО НАПОЛНИТЕЛЯ НА СВОЙСТВА
ЖИДКОСТЕКОВЫХ КОМПОЗИЦИЙ**

А.С. Савин

Научный руководитель – профессор О.А. Мирюк
Рудненский индустриальный институт, г.Рудный, Казахстан

Жидкое стекло – вязкая непрозрачная жидкость, водный раствор щелочных силикатов. Жидкое стекло содержит гидратированные катионы щелочных металлов и полимерные кремнекислородные анионы невысокой степени полимеризации. Наличие полярных групп обеспечивает высокую вязкость растворов за счет образования водородных связей, а при отверждении – возможность конденсации с получением в итоге геля кремниевой кислоты [1].

Жидкие стекла применяют в разных отраслях промышленности. Использование жидкого стекла обусловлено его физико-химическими и реологическими свойствами: связующее в композициях «жидкое стекло – наполнитель»; жидкость затворения в композициях «жидкое стекло – наполнитель – тонкодисперсные порошки», в которых жидкое стекло химически взаимодействует с компонентами смеси; неорганический клей состава «жидкое стекло – отвердитель», отвердевающий при обезвоживании и взаимодействии с отвердителями различного типа [1, 2]. Жидкое стекло характеризуется переменной плотностью и консистенцией; способностью к химическим взаимодействиям с различными веществами, высокой адгезией и выраженной чувствительностью к тепловым воздействиям [1, 2].

Свойства строительных композиций на основе жидкого стекла зависят от наполнителей.

Цель работы – исследование влияния состава наполнителей на свойства жидкостекловых композиций плотной и поризованной структуры.

Композиции готовили на основе жидкого стекла различной плотности и техногенных наполнителей (стелобой, металлургический шлак, зола ТЭС, отходы обогащения магнетитовых руд, зольная микросфера). Для получения поризованных композиций использовали пенообразователь «Fairy».

Исследованы гидратационные свойства стеклопорошка, полученного тонким измельчением боя тарного и листового стекла. Установлена предпочтительность применения в качестве затворителя жидкого стекла плотностью 1300 – 1350 кг/м³. Определено влияние температуры тепловой обработки на характер упрочнения композиции на основе стеклопорошка. Показано интенсифицирующее влияние повышенной температуры (до 150 °С) на прочность материала в начальный период. Однако, для обеспечения стабильности физико-механических свойств целесообразна обработка композиций при температуре 50 – 100 °С.

Выявлено, что стеклопорошок способен инициировать твердение минеральных наполнителей жидкостекловых композиций. Изучены композиции, содержащие комбинированный наполнитель, состоящий из стеклопорошка и различных техногенных материалов. В качестве затворителя использовано жидкое стекло плотностью 1300 кг/м³. Результаты испытаний, представленные в таблице 1, свидетельствуют о предпочтительности сочетания стеклопорошка с силикатными и алюмосиликатными техногенными материалами в композициях на основе жидкого стекла.

Таблица 1

Влияние вида наполнителей на прочностные свойства жидкостекловых композиций

Состав наполнителя, %		Вид минерального техногенного компонента	Содержание жидкого стекла, %	Предел прочности при сжатии, МПа, в возрасте, сут, после сушки при 100 °С	
стеклопорошок	минеральный техногенный компонент			3	28
100	–	–	35	51	43
80	20	металлургический шлак	34	32	48
60	40		32	41	52
40	60		28	41	61
20	80		27	38	58
80	20	зола ТЭС	38	27	30
60	40		37	48	53
40	60		38	54	56
20	80		39	35	40
80	20	отходы обогащения магнетитовых руд	32	28	33
60	40		31	32	35
40	60		28	28	45
20	80		26	43	56
80	20	зольная микросфера	36	25	38
60	40		37	37	42
40	60		38	35	41
20	80		41	35	39

Исследовано влияние гидромеханической активации на физико-механические свойства жидкостекольных композиций. Выявлено, что с увеличением продолжительности обработки от 10 до 40 мин подвижность суспензии, включающей отходы обогащения руд или металлургический шлак, снижается почти вдвое. Для суспензии из комбинированного наполнителя влияние продолжительности обработки незначительно. Для обеспечения технологичности суспензии и достижения наибольшей прочности целесообразно вести гидромеханическую активизацию не более 20 мин.

Жидкостекольные композиции служат эффективной основой для создания материалов ячеистой структуры [3, 4]. Для вспенивания исследуемых жидкостекольных формовочных масс использовали синтетический пенообразователь (концентрация в растворе 4%). Увеличение доли наполнителя в композициях повышает плотность за счет уменьшения способности к вспучиванию формовочной массы. Для повышения седиментационной стойкости и понижения плотности пеномассы следует использовать соотношение «жидкое стекло : наполнитель», равное «1 : 1,8 – 1 : 2,0». Композиции на основе стеклопорошка менее чувствительны к изменению содержания наполнителя и сохраняют практически неизменным выход пеномассы.

Для оптимизации свойств поризованных композиций из жидкого стекла исследовано совместное влияние наполнителей. Формовочные массы готовили на основе комбинированного наполнителя. Сочетание материалов предопределено необходимостью получения поризованного материала с меньшей плотностью и повышенными показателями прочности. Такому требованию соответствуют композиции, содержащие стеклопорошок и зольную микросферу (таблица 2). Комбинация наполнителей, %: стеклопорошок – 80; зольная микросфера – 20, обеспечивает мелкую, равномерно распределенную пористость, низкую плотность и повышенные показатели прочности (рисунок 1).

Таблица 2

Влияние вида наполнителя на свойства поризованных жидкостекольных композиций

Состав наполнителя, %		Средняя плотность, кг / м ³	Предел прочности при сжатии, МПа, в возрасте, сут (образцы 20×20×20 мм)		
стеклопорошок	зольная микросфера		3	7	28
100	–	530	4,4	6,2	9,6
–	100	415	1,8	2,5	3,3
80	20	450	5,3	8,1	8,5
50	50	438	3,3	4,3	4,5

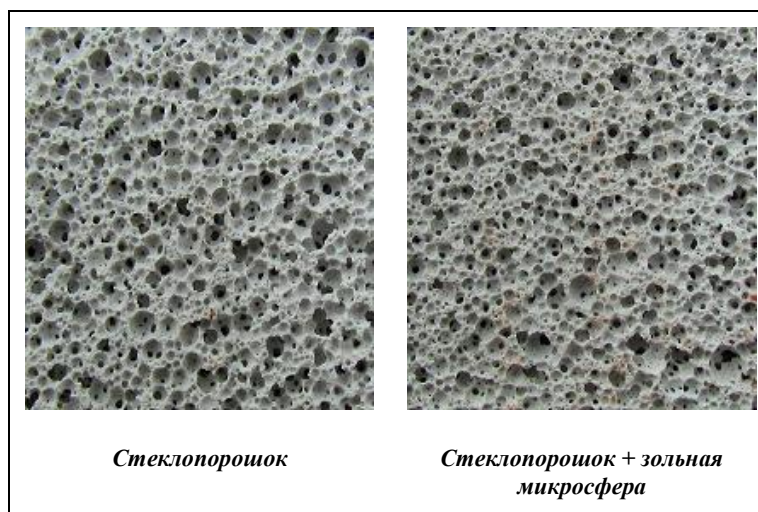


Рис. 1 Структура ячеистых композиций с различными наполнителями

Выводы. Направленный выбор состава наполнителя жидкостекольных композиций позволяет регулировать технологические свойства формовочных масс и улучшить физико-механические характеристики затвердевших материалов различного строения.

Литература

1. Корнеев В.И., Данилов В.В. Растворимое и жидкое стекло. – СПб.: Стройиздат, 1996. – 216 с.
2. Рахимов Р.З., Хабибуллина Н.Р., Рахимов М.М. Бетоны на основе композиционных шлакощелочных вяжущих // Технологии бетонов. – 2006. – № 3. – С. 18 – 19.
3. Мизюряев С.А., Мамонов А.Н., Горин В.М. Структурированный высокопористый силикатнатриевый материал повышенной тепло- и термостойкости // Строительные материалы. – 2011. – № 7. – С. 8 – 9.
4. Лотов В.А., Кутугин В.А. Формирование пористой структуры пеносиликатов на основе жидкостекольных композиций // Стекло и керамика. – 2008. – №1. – С. 6 – 10.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ БЕТОНА, МОДИФИЦИРОВАННОГО
КОМПЛЕКСНОЙ ХИМИЧЕСКОЙ ДОБАВКОЙ**

Ш.А. Суюнов, Х.Х. Камилов

Научный руководитель – доцент М.Т. Турапов

Ташкентский архитектурно-строительный институт, г Ташкент, Узбекистан

Основными направлениями совершенствования эксплуатационных характеристик бетонов является улучшение их технологичности, повышение прочности и долговечности.

Введение химических добавок – суперпластификаторов в состав бетонной смеси существенно изменяет их свойства, в частности увеличивает подвижность, уменьшает водопроницаемость, ускоряет твердение смеси в ранние сроки, тем самым способствует получению повышенной прочности и одновременно положительно влияет на повышение долговечности, морозостойкости и на другие эксплуатационные свойства бетона [1-4].

В настоящее время в Узбекистане и за рубежом бетоны практически всех составов разрабатываются и производятся с химическими добавками. Следует отметить, что некоторые химические добавки являются многофункциональными, одновременно могут снизить содержание воды при заданной удобоукладываемости бетонной смеси, ускорить схватывание бетонной смеси, повысить прочность бетона в раннем возрасте и др.

Суперпластификаторы – добавки для бетона и строительных растворов, это органические и неорганические вещества или их смеси (комплексы), за счет введения которых в состав бетонных смесей регулируются направленно и контролируются свойства бетонов этих смесей. Целью применения добавок является снижение затрат на строительство (в том числе экономия цемента), модификация качественных и функциональных характеристик бетона, сохранение его свойств при подготовке бетонной смеси к укладке, вибрированию, твердению.

В наших экспериментальных исследованиях в качестве химической добавки использован суперпластификатор Perfektbuild-36.

Perfektbuild-36 представляет собой химическую добавку на основе сульфонического полимера, обеспечивающую супервязкость; уменьшает в значительной степени содержание воды в реопластичных бетонах, которая на первоначальном этапе ускоряет схватывание и повышает прочность бетона.

Perfektbuild-36 обеспечивает бетону такие характеристики, как высококачественная реопластичность (вязкость и нерасщепляемость), долговечность, непроницаемость, универсальная стабильность (высокий модуль эластичности, низкие значения коэффициентов сжатия и растяжения), плотность его составляет $1,08 \pm 0,02$ кг / дм³.

Расход добавки Perfektbuild-36 составляет 0,8-1,6 кг на 100 кг цемента. В более частных случаях можно изменить дозировку.

В частности, при применении в жарких климатических условиях, для обеспечения необходимой жизнеспособности можно использовать более высокую дозировку.

Perfektbuild-36 добавляется в бетонную смесь одновременно с водой затворения. Perfektsuperbuild становится более эффективным, если будет добавлен после заливки 50-70 % воды. Не рекомендуется добавлять Perfektbuild-36 к сухому заполнителю и цементу, т.к. результат будет отрицательный. Perfektbuild-36 можно применять в сочетании с любыми видами цемента, отвечающими требованиям стандарта ASTM.

Для наших исследований использован портландцемент завода «Кизилкумцемент» Навоинской области, марка цемента ПЦ /400 Д/ 20. Изготовлены образцы двух серий: 1 серия – образцы без добавок в количестве 15 шт, 2 серия – образцы с добавкой Perfektbuild-36 в количестве 15 шт, сроки испытаний – 1, 3, 7, 14, 28 суток.

В бетонную смесь ввели Суперпластификатор Perfektbuild-36 шагом 0,8; 1,0; 1,5; 2,0 % от массы цемента.

В результате исследований установлено, что при содержании суперпластификатора Perfektbuild-36 в количестве 0,8 и 1,0 % наблюдалось увеличение пластификации бетонной смеси, особенно при содержании 1,0 %. Дальнейшее увеличение содержания суперпластификатора Perfektbuild-36 практически не изменяло подвижность бетонной смеси по сравнению с характеристиками бетонной смеси с добавкой в количестве 1%.

Результатами анализа полученных добавок доказано, что введение Perfektbuild-36 в количестве 0,8 и 1,0 % уменьшает расход воды на 15 и 25 %, соответственно, по сравнению с контрольными образцами. Уменьшение показателя водоцементного отношения бетонной смеси положительно сказывается на прочностных характеристиках бетона и приводит к дальнейшему увеличению морозостойкости и долговечности.

Прочность бетона с модификацией суперпластификатором Perfektbuild-36 увеличилась на 15 и 20 % по сравнению с прочностью контрольных образцов в зависимости от содержания добавки 0,8 и 1,0 % соответственно.

Полученные добавки показали, что суперпластификатор Perfektbuild-36 обеспечивает прочность бетона в ранние сроки твердения бетонной смеси. При 7 суточном возрасте прочность бетона составляет примерно 80 % от проектной.

Таким образом, суперпластификатор Perfektbuild-36 при введении в бетонную смесь в количестве 0,8 и 1,0 % от массы цемента обеспечивает высокую подвижность с уменьшением водопотребности на 15-25%.

При этом наблюдается увеличение прочности, морозостойкости и долговечности бетона.

Литература

1. Василик П.Г., Голубек И.В. Особенности применения поликарбо силикатных гиперпластификаторов Melflux.
2. Феликман В.Р. Поликарбоксиликатные гиперпластификаторы: вчера, сегодня, завтра // Популярное бетоноведение. – 2009. – №2 (28). – С. 86 – 90.
3. Изотов В.С., Соколова Ю.А. Химические добавки для модификации бетона. – М.: Казанский Государственный архитектурно-строительный университет. Издательства «Полеотин», 2006. – 244 с.

4. Ратинов В.Б., Розенберг Т.И. Добавки в бетонах. – М.: Стройиздат, 1989. – 188 с.

ОПТИМАЛЬНАЯ КОМБИНИРОВАННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПЕРЕРАБОТКИ СКЛАДИРОВАННЫХ ХВОСТОВ МЕДНЫХ УПОРНЫХ РУД МАДНЕУЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Р.И. Стура, Д.Г. Талахадзе, А.В. Абшилава
Грузинский технический университет, г. Тбилиси, Грузия

Маднеульская медно-обогатительная фабрика пущена в эксплуатацию в 1975 году. За этот период количество складированных хвостов на хвостохранилище составляет 40 млн. т. В результате детального опробования хвостохранилища установлено, что среднее содержание меди и золота составляет 0,23 % и 0,56±0,65 г/т, соответственно. Соответственно хвостохранилище относится к числу техногенных месторождений.

В статье рассмотрены вопросы предварительной концентрации полезных компонентов с использованием флотационной технологии, с последующей переработкой коллективного флотационного концентрата методом Альбиона.

Минералогический анализ складированных хвостов показал, что главным рудным минералом является пирит – 11,71 %. Медные минералы в основном представлены халькопиритом (0,7 %). Основным нерудным минералом является кварц (67,3 %), встречается серицит, хлориты и др. Пирит присутствует как в виде свободных зерен, так и в виде сростков. Абсолютное большинство медных минералов встречается в виде сростков с пиритом, реже с кварцом. Рудные минералы окислены незначительно.

Результаты химического анализа приведены в таблице 1.

Таблица 1

Химический анализ складированных хвостов

Элементы	Размерность	Количество	Элементы	Размерность	Количество
Au	г/т	0,68	Fe	%	5,64
Ag	г/т	1,9	FeO	%	1,59
Al	%	2,39	Hg	ppm	<0,1
As	ppm	90	Li	ppm	<5
Ba	ppm	270	Mg	ppm	5000
Cu	%	0,23	S общая	%	6,68
Ca	ppm	3750	S сульфидная	%	5,96
Co	ppm	10	SiO ₂	%	64,8
Cr	ppm	<10	Zn	ppm	280

Результаты гранулометрического анализа показывают, что самой богатой фракцией является -0,2 мм – 0,045 мм, содержание золота в которой колеблется от 0,85 до 0,97 г/т.

Во фракции +1,25 мм содержание ценных компонентов самое низкое.

На основании химико-минералогических и гранулометрических анализов была разработана оптимальная технология предварительной концентрации полезных компонентов перед гидрометаллургическими процессами. Были испытаны разные схемы гравитационно-флотационной, прямо-селективной, коллективной и коллективно-селективной флотаций.

Исходя из соображений, что основная масса золота ассоциирована с пиритом, было принято целесообразным применение коллективной флотации с максимальным извлечением ценного компонента в медьсодержащем пиритном концентрате. После определения параметров измельчения и флотации, было установлено, что максимальное извлечение золота и серы (ΣAu=86,01 %, ΣS=96,3 %) достигается при pH = 2,5, тогда как максимальное извлечение меди (ΣMC=83,2 %) достигается при pH = 5,5.

С учетом того, что в сильно кислой среде усложняется технологический процесс флотации (разложение ксантогената, специальное кислотостойкое оборудование и др.), было принято проведение флотации при pH = 5,5. В этом случае извлечение меди максимально, а извлечение золота и серы снижается незначительно, соответственно на 1,7 % и 3,0 %. С целью поддержания pH в оптимальных пределах целесообразно постоянное измерение окислительно-восстановительного потенциала жидкой фазы.

Таким образом, при измельчении техногенного рудного сырья до 70-75 % класса - 0,0074 мм, при рекомендованном режиме флотации получается медьсодержащий пиритный концентрат с выходом 14,05 % с содержанием меди 1,36 %, золота 3,78 г/т и серы 44,36 %, извлечением меди, золото и серы – 83,22 %, 84,31 % и 93,3 %, соответственно.

Данный коллективный концентрат был подвергнут гидрометаллургическому процессу Альбиона.

Руда предварительно подвергалась тончайшему измельчению до -10 мкм с целью достижения высокой степени деформации частиц, обеспечивающей увеличение количества дефектов кристаллической решетки, способствующих активации минералов для интенсивного выщелачивания. Этому процессу способствует также увеличение поверхности частиц, при тонком измельчении. При этом существенно уменьшается пассивация поверхности частиц серой, что способствует более глубокому и интенсивному проникновению реактивов в глубь минеральных частиц.

СЕКЦИЯ 14. КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ

Окислительное выщелачивание производится с подачей кислорода при нормальном атмосферном давлении. Температура пульпы регулируется количеством подаваемого кислорода и изменением плотности пульпы.

Процесс Альбиона в кислой среде проводился при $pH = 1,5-2,5$. В результате данного процесса получаются жидкая фаза, содержащая $CuSO_4$, $FeSO_4$, $Fe_2(SO_4)_3$, и золотосодержащий осадок, из которого золото извлекается цианированием.

Процесс в кислой среде имеет существенный недостаток – механические потери тонковкрапленного золота с жидкой фазой. Кроме этого, образованное в кислой среде большое количество сульфат ионов и свободной серы вызывает рост расхода цианида.

Исходя из этих соображений, нами рекомендуется проведение процесса Альбиона в щелочной среде, при котором золото остается в мелкозернистой фракции гетита $FeO(OH)$, полученной в результате разложения сульфидов.

Учитывая, что при переработке коллективного концентрата методом Альбиона в щелочной среде извлекается только один полезный компонент – золото, необходимо предварительно провести селективную флотацию с получением медного концентрата.

Исследования проводились с применением цианида натрия, в следующем режиме:

- десорбция ксантогената путем обработки коллективного концентрата сульфидом натрия (3700 – 3800 г/т) и активированным углем (200–220 г/т) в течении 12 минут;

- интенсивная промывка коллективного концентрата;

- измельчение коллективного концентрата до содержания фракции -74 мкм, равного 85,0 – 90,0 %;

- $pH = 11,5 - 11,7$.

Результаты флотации показаны в таблице 2.

Таблица 2

Результаты селекции коллективного концентрата

Наименование продукта	Выход, %	Содержание			Извлечение, %		
		%	г/т	г/т			
		Cu	Au	S	Cu	Au	S
Медный концентрат	1,39	12,09	18,12	35,71	73,06	39,98	7,43
Пиритосодержащий продукт	12,66	0,18	2,20	45,38	10,16	44,33	85,87
Коллективный концентрат	14,09	1,3	3,78	44,30	83,22	84,31	93,3
Исходные хвосты	100	0,23	0,63	6,68	100	100	100

Процесс Альбиона начинается при $pH = 4$ с последующим повышением до $pH = 8-10$ с добавлением известкового молока при температуре выше $70^\circ C$. При этом образуется преимущественно гетит, который является самой желательной формой при цианировании. Гетит интенсивно осаждается и имеет тенденцию образовывать кристаллические агрегаты, необходимые для выщелачивания.

Добавление известкового молока обеспечивает поддержания концентрации сульфат ионов до 3000 ppm, как необходимое условия успешного цианирования. Количество сульфата железа в осадке не превышает 1,0 %. pH среды выше 4,0 обеспечивает концентрацию ионов трехвалентного железа не выше 0,1 г/л.

Процесс выщелачивания методом Альбиона осуществляется при содержании твердого в пульпе 30,0 – 32,0 %, которая в последующем без предварительного разделения на жидкую и твердую части подается на процесс цианирования.

Таким образом, рекомендованная комбинированная технология переработки складированных медных хвостов предусматривает предварительную концентрацию всех ценных компонентов в медьсодержащем пиритном продукте при последующей селекции которого получается медный концентрат с выходом 1,39 %, содержащий медь – 12,09 % и золото – 18,12 г/т, и пиритный продукт с выходом 12,66 %, содержащий золото – 2,2 г/т и серу – 45,38 %, который подвергается процессу Альбиона в щелочной среде с последующим цианированием золота. В результате выщелачивания общее извлечение золота увеличивается до 92-93 %.

Литература

1. Талахадзе Д.Г., Абшилава А.В., Джикия Н.Ш. и др. Вопросы выщелачивания упорных сульфидных руд с помощью технологии Альбиона // Горный журнал. – Тбилиси, 2015. – №1 (34). – С. 36 – 38.
2. Стура Р.И., Талахадзе Д.Г., Джикия Н.Ш. и др. Вопросы выбора оптимальной технологии переработки складированных хвостов Маднеульской фабрики // Горный журнал. – Тбилиси, 2013. – №2 (31). – С. 34 – 38.
3. Чантурия В.А. Вигдергауз В.Е. Электрохимия сульфидов. – М.: Наука, 1997. – 206 с.

**ЭФФЕКТИВНОЕ ТАМПОНАЖНОЕ ВЯЖУЩЕЕ НА ОСНОВЕ
МИКРОНАПОЛНИТЕЛЯ И ПОЛИМЕРНОЙ ДОБАВКИ**

Дж.О. Тахиров

Научный руководитель – доцент Д.Ш. Кадырова

Ташкентский архитектурно-строительный институт, г. Ташкент, Узбекистан

При разведочном и эксплуатационном бурении нефтяных – газовых скважин, а также капитальном их ремонте применяются тампонажные цементы, представляющие собой в основном разновидности портландцемента. Тампонажные цементы используются для цементирования нефтяных скважин, цель которого – изолировать продуктивные нефтеносные слои от водоносных, а также отделить нефтеносные слои друг от друга при многопластовых залежах нефти. Разбавление портландцемента в этом случае добавками-наполнителями позволяет без перерасхода цемента получить тампонажный цемент, обладающий достаточной вязкостью и прочностью.

В последнее время большое внимание уделяется проблеме управления процессами структурообразования в минерализованных полидисперсных суспензиях. Структура в дисперсной системе может возникнуть в результате взаимодействия частиц ее твердой фазы. Частицы, имея на углах и ребрах утонченные гидратные пленки, легко взаимодействуют молекулярными силами и образуют сетчатую структуру.

На процессы структурообразования влияют концентрация и состав твердой фазы, тип кристаллической решетки структурообразующих единиц, конфигурация частиц, их окристаллизованность, способность к изоморфному замещению, число активных центров, количество связанной воды и т.д.

Стабилизирующая способность полимерных веществ зависит, в основном, от молекулярного веса, прочности связей между отдельными атомами и их группами.

В Ташкентском государственном техническом университете в лабораторных условиях был получен новый водорастворимый полимерный реагент (НПВР) из отходов акриловой ткани для обработки бурового раствора, приготавливаемого на пластовой воде с высокой минерализацией.

Отходы ковроткацкой фабрики состоят из 80-85 % нитей акрилонитрила, 10-15 % шерстяных и 5-10 % хлопчатобумажных. Отход можно приобрести в нужном количестве на швейных и ковроткацких фабриках. Отход омыливается каустической и кальцинированной содами. В процессе омыления выделяется аммиак. Для приготовления 1 л 10 %-ного препарата НПВР требуются отходы акриловой ткани – 100 г, каустической соды (гидроксид натрия) – 50 г, кальцинированной соды – 30 г, персульфата аммония – 2г. Нерастворимый осадок может составить 15 – 20 %.

Реагент НПВР состоит из следующих компонентов (мас. %):

- отходы коврово-ткацкой фабрики	9-10
- каустическая сода	4-5
- кальцинированная сода	2-3
- персульфат аммония	0,2-0,3
- вода	остальное

Разработанный реагент хорошо растворим в воде и имеет щелочную реакцию (рН>0,9). НПВР имеет плотность 1050–1100 кг / м³, вязкость 0,5–1,0 сП, водоотдачу 2–3 см³ / 30 минут.

В связи с этим были проведены исследования в лабораторных условиях по применению НПВР в тампонажных вяжущих с наполнителем – отсев порфиритового порошка (ОПП). Определения физико-механических свойств исследуемых составов были проведены в соответствие с ГОСТ 26798.1-96. Результаты исследований приведены в табл. 1.

Таблица 1

Технологические свойства тампонажного раствора с наполнителем ОПП и реагентом НПВР

№	Состав, %		Реагент НПВР %	Растекаемость, см	Плотность (уд. вес), г / см ³	Сроки схватывания час-мин		Прочность камня, МПа		Время загустевания час-мин
	Цемент	ОПП				начало	конец	на изгиб	на сжатие	
1	100	-	-	25	1,85	0-40	2-50	1,2	1,5	1-40
2	90	10	0,1	24	1,7	0-40	2-30	1,8	2,2	1-50
3	80	20	0,2	25	1,7	0-35	2-10	2,2	3,2	1-55
4	70	30	0,3	24	1,7	0-35	2-10	2,8	3,8	2-20
5	90	10	-	22	1,68	0-40	2-10	1,8	2,8	1-55
6	80	20	-	22	1,68	0-35	2-20	2,4	3,5	1-55
7	70	30	-	21	1,65			2,8	3,2	

Анализ данных таблицы 1 показывает, что при частичной замене цемента на ОПП сроки схватывания сокращаются, прочность цементного камня повышается, а растекаемость раствора наоборот понижается. Добавление НПВР в количестве 0,1-0,3% от массы сухого вещества дает возможность получить тампонажный раствор без ухудшения показателя растекаемости. Результаты исследования показали, что тампонажные растворы с

содержанием ОПП до 30% и НПВР до 0,3% по технологическим и реологическим свойствам полностью соответствует техническим требованиям к ним. НПВР полимерный водорастворимый реагент, имея высокий молекулярный вес, обладает волокнистой структурой макромолекул. Как известно, на структуру и свойства бурового раствора влияет форма молекул. НПВР обладает длинной линейной структурой макромолекул, которая способствует снижению водоотдачи, что влечёт за собой повышение прочностных характеристик, перерасхода вяжущего.

Разработанные составы тампонажных цементов соответствуют техническим условиям по ГОСТ 1581-96. На рис. 1 представлены графики прочности на сжатие и изгиб составов №1-4 с содержанием ОПП и НПВР.

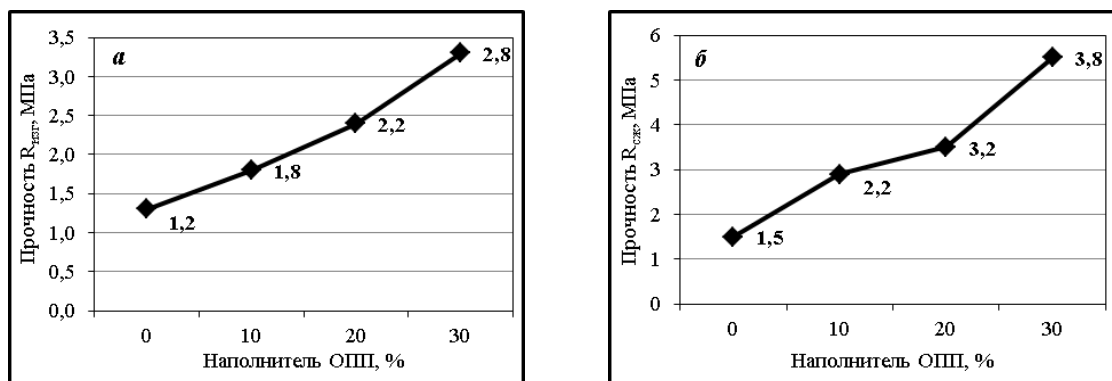


Рис. 1 Влияние количества ОПП на прочность тампонажного камня
а – прочность на изгиб, б – прочность на сжатие

В результате исследований было установлено, что частичная замена цемента на ОПП сокращает сроки схватывания, понижает растекаемость и плотность раствора, повышает прочность на изгиб и сжатие. Добавление НПВР в количестве (0,1-0,3 %) положительно повлияло на растекаемость раствора. Кроме того, добавление НПВР в количестве 0,3 % значительно увеличило время загустевания раствора.

Литературы

1. ГОСТ 26798.1-96 Цементы тампонажные. Методы испытаний. Москва. 1998. 22 с.
2. ГОСТ 1581-96. Портландцементы тампонажные. Технические условия. Москва. 1999. 18 с.
3. Патент UzIP № 03462. Состав для стабилизации буровых растворов (НПВР). Авторы Ш. Умедов, Ю. Рахимов и др. заявка: 19.05.2005; опуб.: 28.09.2007; бюл.: №9 ; ст.56.
4. Кадырова Д.Ш., Ураков Ш.Ш., Умедов Ш.Х. и др. Тампонажный раствор на основе отсева порфиритового порошка // ВЕСТНИК №3. ТашГТУ. Ташкент 2015. ст.233
5. Рояк С.М., Рояк Г.С. Специальный цемент. М.: Стройиздат. 1969. 277 с.

ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ВХОДНОГО КОНТРОЛЯ МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ ПО ПРОИЗВОДСТВУ СТРОИТЕЛЬНОЙ КЕРАМИКИ

М.М. Темиртас, К.Б. Айткожина

Научный руководитель – доцент А.Е. Абакумов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Производство строительных керамических материалов относится к технологии грубой керамики, предусматривающей использование природных дисперсных сырьевых материалов без использования операций по дополнительному тонкому измельчению. Технологическая схема такого производства предусматривает следующие основные этапы:

- добыча и транспортировка базовых сырьевых материалов;
- массоподготовка;
- формование полуфабриката;
- сушка;
- высокотемпературный обжиг;
- операции по классификации, упаковке, хранению и отгрузке потребителям.

Несмотря на частные особенности организации работы технологических линий на каждом отдельном предприятии по производству строительной керамики, можно выделить общие признаки характерные для отрасли:

- крупнотоннажное производство;
- высокая энергоёмкость;
- непрерывный производственный процесс;
- использование местных сырьевых материалов;
- реализация продукции на региональных рынках.

На рынке строительной керамики преимущественно представлена продукция предприятий, производящих керамический кирпич, камень, керамзитовый гравий и песок. Требования к качественным характеристикам продукции сформулированы в актуальных версиях нормативно-технической документации [1, 2]. Следует отметить тенденцию по ужесточению требований к показателям качества строительной керамики, при принятии обновленных версий ГОСТов. Изменение потребностей рынка заставляет пересматривать организацию системы работы служб предприятия по контролю и управлению качеством продукции. На основании анализа опыта работы 35 профильных предприятий Российской Федерации и Республики Казахстан нами рекомендуется следующая функциональная структура службы качества предприятия по производству строительной керамики:

- технологический отдел;
- отдел технического контроля;
- испытательная лаборатория.

Основными критериями эффективности работы службы качества являются следующие показатели:

- стабильность показателей качества выпускаемой предприятием продукции;
- адаптируемость системы контроля и управления к изменениям в технологическом процессе;
- достоверность данных контроля и прогнозов на их основе;
- наличие обратной связи в управлении технологическими процессами на основании данных контроля,

величина задержки;

- система архивирования и организация доступа к данным.

Перспективным подходом к организации технологического контроля является ведение онлайн журналов, хранящихся на сервере предприятия. Данный способ имеет целый ряд преимуществ, по сравнению с традиционным ведением бумажных журналов учета:

- возможность организации уровней доступа к базе данных;
- возможность наблюдения сроков внесения данных по контрольным мероприятиям;
- возможность комплексного анализа показателей работы предприятия за выбранный период;
- гибкость в изменении структур отчета;
- резервное копирование информации.

Система контроля качества состоит из трех основных блоков, расположенных в порядке убывания приоритетности:

- выходной контроль;
- пооперационный контроль;
- входной контроль.

Система выходного контроля является обязательной функцией контроля качества. Перечень необходимых испытаний, периодичность и методика их проведения жестко регламентируется соответствующими разделами нормативно-технической документации на выпускаемую продукцию. Испытания проводятся заводской или сторонней испытательной лабораторией по заданию начальника отдела технического контроля.

При анализе способов организации систем входного и пооперационного контроля, на действующих предприятиях по производству строительной керамики выявлено отсутствие единого подхода. Это объясняется отсутствием нормативных документов, жестко регламентирующих процедуры контроля на отдельных этапах технологического процесса. Предприятия имеют значительную свободу при создании внутризаводских документов, регулирующих как перечень контролируемых параметров, периодичность проведения контроля, так и разрабатывать и утверждать собственные методики и формы контроля.

Систему входного контроля нужно рассматривать как неотъемлемую часть технологического (пооперационного) контроля. Выделение входного контроля в отдельный блок обусловлено обособленностью операций по добыче, транспортировке и предварительному накоплению основного сырья от основной технологической линии.

Для внесения существенных изменений в действующий технологический процесс, а также для проведения проектных работ по новому строительству необходимо понимать показатели качества сырья, предусмотренные требованиями нормативно-технической документации [3]. Нижеприведенные показатели могут быть использованы для обобщенной характеристики сырьевой базы:

- химический состав сырья в оксидном выражении;
- минералогический состав сырья;
- гранулометрический состав сырья (седиментационный метод).

Данные исследования могут проводиться только в специализированных лабораториях, так как создание условий для их проведения в лабораторных условиях предприятия нерентабельно.

На большинстве предприятий производится входной контроль сырьевых материалов по следующим критериям:

- гранулометрический состав глина-пыль-песок по методу Рутковского;
- определение числа пластичности;
- определение карьерной влажности;
- наличие карбонатных включений по реакции с соляной кислотой.

Мы предлагаем вместо определения числа пластичности и гранулометрического состава по Рутковскому, выполнять определение величины наименьшей капиллярной влажности (НКВ). НКВ является комплексной характеристикой дисперсной системы «глина – капиллярно неподвижная вода» и количественно выражается как абсолютная влажность в процентном выражении. По величине НКВ производится классификация глинистого сырья:

- < 7% – пески;
- 7-14% – суглинки;

- >14% – глины.

Величина НКВ по значению близка к величине влажности на границе раскатывания при определении числа пластичности глинистого сырья:

$$W_{\text{гр.раск.}} = \alpha \cdot W_{\text{нкв}},$$

где $\alpha = 0 \dots 0,3$.

Также величина НКВ соответствует влажности так называемой «критической точки» при проведении процесса сушки сырца, при которой прекращаются усадочные деформации:

$$W_{\text{критической точки}} = \beta \cdot W_{\text{нкв}},$$

где $\beta = 0 \dots 0,3$.

Значение НКВ используется для определения количества капиллярно подвижной воды в составе глиномассы:

$$\Delta W_{\text{подв.вл.}} = W_{\text{абс.вл.}} - W_{\text{нкв}}.$$

При проведении испытаний следует учитывать, что величина НКВ зависит от температуры проведения исследования, так как нами установлено, что в образцах глинистых пород с увеличением температуры наблюдалось уменьшение капиллярно неподвижной влаги. Характер температурной зависимости зависит от количества глинистой фракции (частиц размером 0 – 20 мкм) и её минералогического состава.

Дополнительным аргументом за введение контроля глинистого сырья по критерию НКВ является простота инструментального обеспечения, воспроизводимость результатов лабораторных испытаний и возможность использования данных входного контроля для прогнозирования технологических параметров процессов на этапе формования и сушки.

Литература

1. ГОСТ 530-2012. Кирпич и камень керамические. Общие технические условия. Введ. 2013-07-01. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2013. – 38 с.
2. ГОСТ 32496-2013. Заполнители пористые для легких бетонов. Технические условия. Введ. 2015-01-01. – М.: Стандартинформ, 2014. – 12 с.
3. ГОСТ 32026-2012 Сырье глинистое для производства керамзитовых гравия, щебня и песка. Технические условия. Введ. 2014-01-01. – М.: Стандартинформ, 2014. – 12 с.
4. Лотов В.А. Технология материалов на основе силикатных дисперсных систем. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 192 с.

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ 3D-ПЕЧАТИ БИОКОМПОЗИТАМИ НА ОСНОВЕ ПОЛИЛАКТИДА – ГИДРОКСИАПАТИТА

Н.Е. Торопков, Н.С. Антонкин

Научный руководитель – профессор Т.С. Петровская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время в ортопедии и травматологии используются, главным образом имплантаты, в основе которых лежат металлы, сплавы, а также биоинертная керамика (алюмо-циркониевая, циркониевая) [1]. Однако имеются области регенеративной медицины, где незаменимой является кальциево-фосфатная керамика и изделия на ее основе. При этом невысокая прочность кальциево-фосфатной керамики не позволяет ее использовать в качестве объемных элементов, способных нести поддерживающую функцию, поэтому кальций-фосфатная керамика находит широкое применение в качестве покрытий на металлические и керамические имплантаты, снижая риск отторжения в первые периоды приживания [2, 3]. В стремлении повысить прочность, в кальций-фосфатную керамику вводят добавки, повышающие плотность и прочность, однако при это снижается ее способность к остеоинтеграции [3].

Обширные дефекты костей (например, при онкологии) требуют использования имплантатов со сложной геометрией, что остается труднорешаемой задачей. Отсутствие полной геометрической конгруэнтности имплантата с окружающими тканями приводит к локальному отторжению эндопротеза в зонах с недостаточной интеграцией, к объёмным образованиям фиброзной ткани [4]. Вместе с тем совмещение комплекса рентгеновской томографии, моделирования и 3D-печати открывает перспективы создания индивидуальных имплантатов любой формы.

Целью данного исследования являлась разработка композиционных материалов для 3д-печати (3D-FDM) биоизделий, обладающих физико-химическими свойствами, сопоставимыми со свойствами естественной кости.

Исследуемые композиты на основе полилактида (ПЛА) содержат гидроксиапатит (ГАП) в диапазоне от 5 до 30% и добавки пластификатора от 1 до 4%. Известно, что ГАП сравнительно легко распределяется в растворе ПЛА при введении в количестве до 10% [5]. В результате образуется однородный полидисперсный раствор. Увеличение содержания ГАП до 30% оказывает влияние на эволюцию дисперсной системы, при этом имеет место агрегация частиц ГАП. Формирование агрегатов со средним размером более 50 мкм приводит к их седиментации, которая тем более активна, чем большее количество ГАП вводится в полимер.

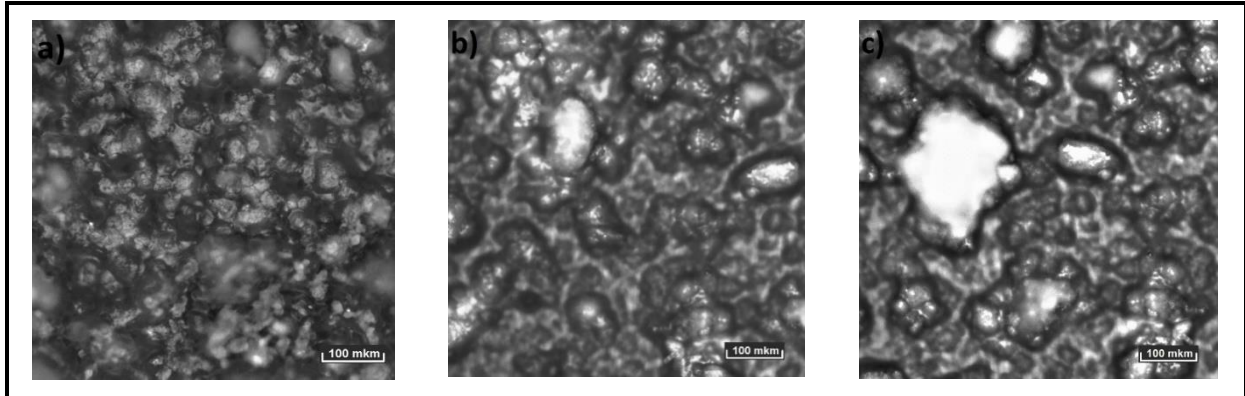


Рис. 1 Микрофотографии пленок композитов, содержащих гидроксиапатит: а) – 5%, б) – 15%, в) – 30%

На рисунке 1 приведены микрофотографии композитов исследуемых составов. Агрегация наиболее выражена в составе с содержанием 30%. Введение пластификатора в количестве до 4% позволяет исключить седиментацию и обеспечить однородность композитов, что является важным условием качественной печати.

Для получения композита использовали полилактид из D,L-лактида (ПЛА) и гидроксиапатит (ГАП), полученный методом осаждения. Гранулат композита перерабатывался в filament (нить) при температурах экструзии от 140 до 146 °С для разных составов. Образцы печатали методом послойного нанесения расплава (FFF) на 3д-принтере Ultimaker² с модифицированной печатной головкой.

Установлено, что непрерывная печать образцов заданной геометрии с регулярной укладкой филамента и равномерной каркасной структурой осуществляется в диапазоне температур 178-190 °С. На рисунке 2 приведены механические характеристики композитов, содержащих ГАП от 5 до 30%, в сравнении с чистым ПЛА.

Прочность образцов из композита при сжатии и изгибе увеличивается от 52±2 до 62±2 МПа (на 10-18 %) при увеличении содержания ГАП от 5 до 30%. Ударная вязкость по Шарпи, характеризующая прочность при ударе, увеличивается от 4,3±0,5 до 5,6±0,5 кДж/м² (на 80 %). Усталостная прочность, определяемая в циклах нагружения, увеличивается от 4200±100 до 4800±100 циклов.

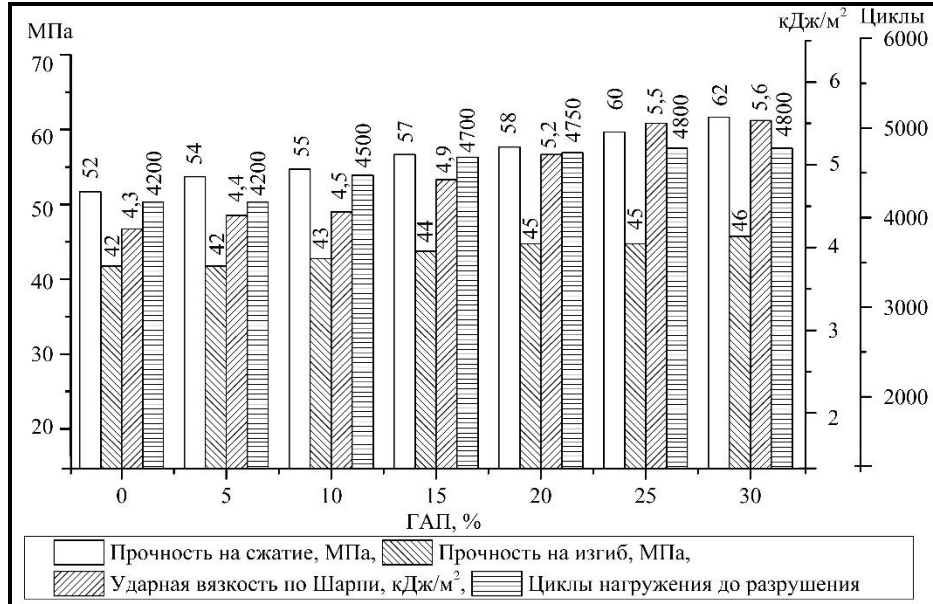


Рис. 2 Механические характеристики композитов

Известно плохое смачивание ПЛА (82-85°) физиологическими жидкостями. Введение ГАП в ПЛА приводит к уменьшению краевого угла смачивания, который для состава с содержанием 30% ГАП составляет 60°, что очень важно для развития биохимических процессов на поверхности имплантата.

Заключение:

Полученные данные показывают, что сочетание ГАП и ПЛА в одном материале обеспечивает синергию физико-химических свойств исходных материалов, открывая перспективу их использования в восстановительной медицине.

Для разработанных составов композитов ГАП-ПЛА, содержащих от 5 до 30% ГАП, определены условия получения филамента $d=1,75\pm 0,01$ мм (температура экструзии 140-146 °С) и определены параметры печати (температура печати 178-190°С, скорость печати 50-80 мм/с).

Литература

1. Ratner B.D., Hoffman A.S., Schoen F.J., Lemon J.E. Biomaterials science: an introduction to materials in medicine. 2nd edition / Edss. San Diego: Elsevier Academic Press, 2004 – 851 p.
2. Petrovskaya T.S., Vereschagin V.I., Effectiveness of the technologies of titanium implants covering // Key Engineering Materials. – 2015. – Т. 670. – P. 183 – 188.
3. Sheikh Z., Sima C., Glogauer M. Bone Replacement Materials and Techniques Used for Achieving Vertical Alveolar Bone Augmentation // Materials. – 2015. – Vol. 8. – No. 6. – P. 2953 – 2993.
4. Akkouch A., Zhang Z., Rouabhia M. A novel collagen/hydroxyapatite/poly(lactide-co-ε-caprolactone) biodegradable and bioactive 3D porous scaffold for bone regeneration // J Biomed Mater Res A. 2011. – Vol. 96. – №4. – P. 693 – 704.
5. Загородний Н.В., Королев А.В., Ахпашев А.А., Гнелица Н.Н., Ильин Д.О., Хасаншин М.М., Лягин А.С. Поведение имплантатов в костной ткани в различные сроки согласно МРТ-исследованию // Режим доступа: <http://www.lechenie-sustavov.ru/patient/articles/povedenie-implantatov-v-kostnoj-tkani-v-razlichnye-sroki-soglasno-mrt-issledovaniyu/>

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ СУПЕРПЛАСТИФИКАТОРОВ
НА ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА БЕТОНА**

Ф.Х. Турапов, А. К. Холтаева

Научный руководитель – доцент Х.Х. Камиллов

Ташкентский архитектурно-строительный институт, г. Ташкент, Узбекистан

Ресурсосбережение в строительной отрасли определяется рациональным использованием природного сырья. Бетон является одним из основных материалов в строительстве. Поэтому экономия одного самого дорогого компонента бетона – портландцемента является актуальной. Как известно [1-4], одним из способов улучшения реологических свойств бетонной смеси, строительно-технических свойств бетона, а также экономии цемента является использование химических добавок. Использование химических добавок в незначительных количествах (всего до 2 % от массы цемента) позволяет управлять свойствами бетонной смеси и бетона в нужном направлении.

Целью наших исследований было изучение влияния суперпластификаторов на свойства портландцементного вяжущего. В исследованиях пользовались суперпластификаторами Sikament RMC-519” и “Sika Retarder. Они являются высокоэффективными суперпластификаторами с замедляющим схватывание эффектом для производства свободнотекущего (высокоподвижного) бетона в жарких климатических условиях. Они обеспечивают значительное водоредуцирование (снижение водоцементного соотношения), что приводит к повышению конечной прочности бетона. Добавки добавляли от 0,5 до 2% от массы цемента. Изучали влияние этих добавок на сроки схватывания вяжущего и на прочность камня вяжущего.

В качестве вяжущего пользовались портландцементом ПЦ 400- Д20 Бекабадского цементного завода. Исследования проводились на тесте вяжущего нормальной густоты. Прочность определяли по формуле:

$$R_{сж} = 0,7 \frac{P}{S},$$

где P – разрушающая нагрузка;

S – площадь образца, на которую действует нагрузка.

Полученные результаты влияния суперпластификаторов на сроки схватывания портландцемента представлены в таблице 1. Время до начала и конца схватывания теста нормальной густоты составляет 127 и 360 мин, соответственно. Исследованиями установлено, что по мере увеличения количества добавки сроки начала и конца схватывания увеличиваются. При этом добавка суперпластификатора Sikament RMC-519 в количестве 2 % от массы цемента привела к увеличению времени начала схватывания в 1,6 раза, а конца схватывания – в 1,3 раза по сравнению с контрольным образцом.

Таблица 1

Влияние добавок на сроки схватывания портландцемента

№	Наименование добавки	В/Ц	Количество добавки, %	Сроки схватывания, мин	
				начало	конец
1	Sikament RMC-519	0,27	0	127	360
2			0,5	139	387
3			1	142	406
4			1,5	172	437
5			2	203	482
6	Sika Retarder	0,27	0	127	360
7			0,5	142	376
8			1	213	395
9			1,5	217	442
10			2	231	463

Добавка суперпластификатора Sika Retarder также приводит к увеличению сроков схватывания портландцемента. Добавка суперпластификатора Sika Retarder в количестве 2% от массы цемента привела к увеличению времени начала схватывания в 1,8 раза, а конца схватывания – в 1,29 раза по сравнению с контрольным.

Из вышеуказанных составов были подготовлены образцы для исследования влияния этих суперпластификаторов на прочность камня вяжущего. Были подготовлены образцы без снижения количества воды, которые твердели в нормальных условиях в течение 7 и 28 суток. Полученные результаты влияния суперпластификаторов на прочность портландцемента представлены в таблице 2.

Таблица 2

Влияние суперпластификаторов на прочность портландцемента

№	Наименование добавки	В/Ц	Количество добавки, %	Прочность при сжатии (МПа), в сроках твердения (сут)	
				7	28
1	Sikament RMC-519	0,27	0	25,7	39,7
2			0,5	34,6	49,5
3			1	38,0	42,0
4			1,5	41,2	39,0
5			2	43,4	37,8
6	Sika Retarder		0	25,7	39,7
7			0,5	30,5	33,4
8			1	38,6	37,4
9			1,5	37,7	38,3
1			2	38,5	39,0

Исследования показали, что по мере увеличения количества добавок пластичность увеличивается. Исследованиями установлено, что при добавке суперпластификатора Sikament RMC-519 без снижения воды по сравнению с контрольным образцом самую высокую прочность в 7 суточном возрасте имели образцы с добавкой 2 % от массы цемента, которая была равна 43,4 МПа, а в 28 суточном возрасте самую высокую прочность имели образцы с добавкой 0,5 % от массы цемента, которая составила 49,5 МПа. Дальнейшее увеличение количества добавки приводит к снижению прочности образцов. Полученные результаты показывают, что добавка суперпластификатора Sikament RMC-519 позволяет увеличить растекаемость цементного теста без снижения прочности как в 7 суточном, так и в 28 суточном возрасте по сравнению с контрольным образцом.

Исследования влияния суперпластификатора Sika Retarder на прочность камня вяжущего показали следующую картину. В 7 суточном возрасте самую высокую прочность показали образцы с добавкой 1 и 2 % от массы цемента, которая составила 30,6 и 36,5 МПа. В 28 суточном возрасте прочность образцов с добавкой 2 % от массы цемента приблизительно была равной прочности контрольных образцов. Необходимо отметить, что все образцы с добавкой показали высокую прочность по сравнению с контрольным образцом, а в 28 суточном возрасте твердения у некоторых образцов низкая прочность по сравнению с прочностью контрольного образца.

В дальнейшем были продолжены эксперименты по изучению данных добавок на прочность вяжущего. Для этого количество воды понижался до нормальной густоты. Полученными результатами установлено, что суперпластификатор Sikament RMC-519 позволил уменьшить водоцементное отношение до 0,22, которое позволило повысить прочность вяжущего 1,28 раза по сравнению с прочностью контрольного образца. Суперпластификатор Sika Retarder также позволил снизить водоцементное отношение и повысить прочность в 1,23 раза по сравнению с контрольным.

Подытоживая можно отметить, что оба рассмотренные суперпластификатора хорошо показали себя в части улучшения реологических, механических свойств бетонов, а также позволяют сэкономить цемент за счет снижения водоцементного отношения.

Литература

1. Баженов Ю.М. Технология бетона. М.: Изд-во АСВ, 2002. 500 с.
2. ГОСТ 24211-2008. Добавки для бетонов и строительных растворов.
3. Рамачандран В.С. и др. Добавки в бетон [Текст]: справ. пособие / М.: Стройиздат, 1988.
4. Юхневский П.И. Влияние химической природы добавок на свойства бетонов.– Минск: БНТУ, 2013. – 310 с.

ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ЦЕМЕНТА НА ОСНОВЕ ГЛИНИСТОГО СЛАНЦА

Ф.Ш. Умаров, Х.Л. Усманов

Научный руководитель – проф. З.Р. Кадырова

*Институт общий и неорганический химии Академии наук Республики Узбекистан,
г. Ташкент, Узбекистан*

Расширение сырьевой базы строительной промышленности, разработка строительных материалов на основе нетрадиционных материалов взамен природных привозных, сегодня остается неотложной и актуальной задачей, поставленной перед исследователями, работающими в этой области.

В этом плане вопрос вовлечения в производство отечественных сырьевых ресурсов глинистых сланцев Деванасайского месторождения, не пригодных для сельского хозяйства, в качестве потенциального и перспективного сырьевого компонента в производстве портландцемента, несомненно, является актуальным.

Для проведения исследований нами использованы глинистые сланцы Деванасайского месторождения, Джизакский известняк, а также в качестве железосодержащего компонента использованы переработанные металлургические шлаки АО «Узметкомбинат» и шлаки, образующиеся после доизвлечения меди из медеплавильных шлаков АО «Алмалыкский горно-металлургический комбинат» (АГМК) (табл. 1).

Таблица 1

Химический состав исходных компонентов сырьевой смеси, приведенный к 100 %

Наименование сырья	Содержание оксидов, %								сумма
	SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	FeO	CaO	MgO	SO ₃	ППП	
Известняк	1,55	0,6	0,5	–	53,4	0,6	0,1	43,25	100
Глинистый сланец	68,70	16,7	2,18	2,66	2,9	2,82	0,11	3,93	100
Шлаки АО «Узметкомбинат»	17,11	5,25	14,20	6,22	43,77	13,20	–	0,25	100
Шлаки АГМК	33,72	6,28	53,34	–	3,36	3,20	–	0,1	100

Расчет портландцементной сырьевой смеси проводили по общепринятой в республике Узбекистан и СНГ методике [1-2]: КН (коэффициент насыщения) от 0,85 до 0,92; и п (силикатный модуль) от 2,2 до 3,2.

Следует отметить, что содержание щелочных оксидов в составе Деванасайского глинистого сланца до 3,5 % в виде глинистых щелочных минералов, а также содержание определенного количества FeO в составе переработанных шлаках АО «Узметкомбинат», дают основания для предположения о возможности снижения температуры обжига сырьевой смеси для цементного клинкера.

Для этого нами была изучена температура плавления приготовленных двух и трехкомпонентных портландцементных сырьевых смесей с различным силикатным модулем и коэффициентом насыщения. Результаты определения начала и конца плавления образцов показали (табл. 2), что начало температура плавления в двухкомпонентных смесях происходит при 1290 °С, а конец плавления при 1400 °С.

Таблица 2

Температура плавления двухкомпонентных смесей цементного клинкера

Коэффициент насыщения	Состав смеси, %				Температура плавления, °С	
	Известняк	Сланец	Шлак металлургический	Шлак АГМК	начало	конец
0,84	77,88	22,12	0	0	1290	1380
0,85	78,07	21,93	0	0	1320	1400
0,91	79,25	20,75	0	0	1350	1400

В трехкомпонентных смесях (табл. 3) в зависимости от коэффициента насыщения и силикатного модуля плавление начинается при 1300 °С, а заканчивается при 1390 °С. По-видимому, здесь сказывается роль шлаков и содержание легкоплавких соединений в глинистом сланце.

Таблица 3

Температура плавления трехкомпонентных смесей цементного клинкера

Коэффициент насыщения	Силикатный модуль	Состав смеси, %				Температура плавления, °С	
		Известняк	Сланец	Шлак металлургический	Шлак АГМК	начало	конец
0,85	2,5	76,67	18,83	4,5	0	1290	1380
0,88	2,5	77,3	18,33	4,37	0	1300	1390
0,88	2,7	78,92	18,89	2,19	0	1300	1380
0,89	2,7	79,10	18,73	2,17	0	1320	1390
0,90	2,5	79,37	18,83	0	1,8	1300	1400
0,88	2,5	79,92	18,32	0	1,76	1280	1380
0,85	2,5	77,43	18,67	0	3,9	1280	1380

Результаты определения температуры плавления цементных сырьевых смесей подтверждают наши предположения о том, что с использованием Деванасайских глинистых сланцев в двух и трехкомпонентных сырьевых смесях, можно получить портландцементный клинкер при более низких температурах, по сравнению с обычной температуры получения портландцементного клинкера.

Испытания физико-механических свойств опытных образцов портландцемента на основе Деванасайского глинистого сланца, проведенные согласно требованиям ГОСТ, показали, что при коэффициентах насыщения от 0,88-0,89 и силикатного модуля 2,5-2,7 опытные образцы показывают прочностные характеристики при 28 суточном твердении в нормальных условиях на изгиб в пределах 6,2–6,6 МПа, а на сжатие в пределах 41,0–42,2 МПа. При этом следует отметить, что при гидротермальной обработке при 95±5 °С также наблюдаются набор прочности в пределах 50–60 % от марочной прочности (табл. 4).

Таблица 4

Физико-механические свойства опытных цементов с различным коэффициентом насыщения (КН) и силикатного модуля (n)

№ п/п	Составы		Предел прочности, МПа					
			Гидротермальная обработка при 95±5 °С		Нормальное хранение			
					3 суток		28 суток	
КН	n	изгиб	сжатие	изгиб	сжатие	изгиб	сжатие	
1	0,88	2,5	4,7	31,8	4,8	30,4	6,5	42,2
2	0,88	2,7	4,5	31,5	4,6	29,3	6,2	41,0
3	0,89	2,5	4,6	31,0	4,7	29,8	6,5	41,8
4	0,89	2,7	4,5	31,9	4,9	30,0	6,6	42,0

Процессы гидратации и твердения цементного камня являются одним из основных факторов, характеризующих его эксплуатационные свойства. В связи с этим изучению процессов гидратации цементного камня посвящены многочисленные работы отечественных и зарубежных исследователей.

Для исследований нами приготовлены цементы на основе клинкеров с КН=0,85–0,89 и n=2,5–2,7 с добавкой природного гипса, помол до остатка 8 % на сите № 008. Процесс гидратации изучали в цементных растворах состава 1:0, водоцементное отношение В/Ц=0,4 через 1 и 3 часа, а также через 1, 3, 28, 90, 180 суток после затворения водой. Перед анализом процесс гидратации останавливали, путем помещения испытуемого образца в безводный этиловый спирт в течение 3 часов, затем высушивали в сушильном шкафу 3 часа при температуре 40–50 °С.

Физико-химические свойства разработанных опытных составов портландцементного клинкера исследовали с помощью химического, термического и рентгенофазового методов анализа.

Из результатов термографического анализа цементного камня, твердевшего в нормальных условиях, до 90 суток видно, что кинетика и количество потери массы находится в прямой зависимости от времени твердения. Так, в образцах, твердевших одни сутки, потеря гигроскопической воды составляет 5,1 %, а к 90 суткам доходит до 7,1 %. Также, потеря химически связанной воды в первые сутки твердения при 300 °С составляет 5,9 %, а при 400 °С – 6,5%, а через 90 суток – 9,1 % и 10,5 %, соответственно.

Изучением физико-химических свойств опытных составов клинкеров на основе Деванасайских глинистых сланцев с использованием Джизакского известняка и шлаковых отходов АО «Узметкомбината» и АО АГМК показало, что по содержанию основных компонентов полученные двух и трехкомпонентные опытные портландцементы с различным коэффициентом насыщения и силикатного модуля удовлетворяют требованиям, предъявляемые к производственным цементам.

Установлено, что изучаемый процесс минералообразования в разработанных вышеуказанных опытных портландцементных сырьевых смесях происходит интенсивнее и при более низких температурах (1350–1380 °С), по сравнению с сырьевыми смесями с традиционными материалами, где температура обжига находится в пределах 1400–1450 °С. Интенсивное усвоение $CaO_{своб.}$ в изучаемых смесях на наш взгляд можно объяснить влиянием легкоплавких глинистых минералов, содержащихся в Деванасайском глинистом сланце, а также присутствием определенного количества железа в шлаках металлургического комбината в виде FeO.

Таким образом, изучены физико-механические свойства цемента, полученного на основе Деванасайского глинистого сланца. При этом изучением процессов гидратации и твердения цементного камня из оптимальных составов показало, что гидратация клинкерных минералов происходит при бурном взаимодействии клинкерных минералов с водой затворения, сопровождающемся выделением $Ca(OH)_2$, незначительным в ранние сроки, возрастающим с увеличением времени твердения, что свидетельствует о том, что процесс гидратации продолжается весь период твердения образцов с образованием гидросиликатов, гидроалюминатов и гидроферритов.

Литература

1. Бутт Ю.М., Тимашев В.В. Практикум по химической технологии вяжущих материалов. – М.: Высшая школа, 1973. – 498 с.
2. Холин И.И. (под ред.). Справочник по производству цемента. М.: Госстройиздат, 1963. – 851 с.

ПОЛУЧЕНИЕ БЕЗОБЖИГОВОГО ГРАВИЯ НА ОСНОВЕ ЗОЛЫ СЕВЕРСКОЙ ТЭЦ И ТЕХНИЧЕСКОЙ СЕРЫ

Е.А. Фролова¹, И.В. Амеличкин²

Научный руководитель – доцент И.В. Фролова²

¹ *МАОУ средняя общеобразовательная школа № 32, г. Томск, Россия*

² *Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия*

Использование промышленных отходов в виде вторичного сырья – одно из важнейших направлений экономического развития страны. Опираясь на данные государственного доклада «О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации в 2016 году» и федеральным классификационным каталогом отходов, утвержденным приказом Росприроднадзора № 242 от 22.05.2017, было установлено, что ежегодно в России образуется около 30 тонн золошлаковых отходов (ЗШО). В связи с этим проблема интеграции техногенных материалов в производство является актуальной и приоритетной. Объектом исследования настоящей работы явилась зола уноса Северной ТЭЦ с размером частиц менее 0,5 мм и попутный продукт Норильского горно-металлургического комбината – техническая сера.

Приблизительно 90% серы является побочным продуктом нефтепереработки цветной металлургии. С экологической точки зрения соединения серы занимают одно из первых мест в мире по негативному воздействию на окружающую среду. Также, сера в виде пыли может способствовать возникновению хронических заболеваний кожи и легких. Техническая сера устойчива к агрессивным средам и обладает высокой прочностью, а такие свойства, как водостойкость и гидрофобность, делают её идеальным материалом для использования в строительной промышленности [1 – 7].

Золошлаковые отходы являются достаточно дешевым продуктом. Применение ЗШО при изготовлении различного вида строительных материалов в существенной степени улучшает их физико-химические свойства. Кроме того, золошлаковые материалы по минералогическому и химическому составу практически идентичны минеральному природному сырью. Использование ЗШО в качестве основного сырья для производства наполнителей наиболее целесообразно, так как это способствует экономии природных минеральных ресурсов и решению экологической проблемы в стране.

Одним из перспективных направлений использования ЗШО и технической серы является производство безобжигового зольного гравия (БЗГ), который является искусственным заполнителем, получаемым в виде гранул. Анализ литературных данных показал, что БЗГ используют в строительных растворах и бетонах, как заменитель природных материалов, а также для сооружения дорожных насыпей.

Поэтому целью настоящей работы явилась разработка технологии получения БЗГ, используемого в качестве наполнителя при производстве легких и прочных конструктивных бетонов.

В качестве связующего использовали жидкое стекло, которое обладает модифицирующими свойствами по отношению к сере. Основные свойства технической серы приведены в таблице 1.

Таблица 1

Основные свойства технической серы

Показатель	Температура, °С		
	20	122	140
Вязкость (динамическая), Па·с	–	0,0110 – 0,0120	0,0081 – 0,0087
Теплоемкость, кДж/кг	0,7	1,47	1,70
Плотность, кг / м ³	2100,0	1960,0 – 1990,0	1730,0 – 1875,0
Твердость по шкале Мосса	1 – 2	–	–
Поверхностное натяжение, Н/м	–	–	0,057
Прочность при сжатии, МПа	12,0 – 22,0	–	–
Температура плавления, °С	110 – 119		
Температура кипения, °С	444,67		

Известно, что за счет пропитки в серном расплаве прочность материалов на основе ЗШО возрастает. Однако, этой прочности недостаточно для их использования в строительной промышленности. Поэтому, важно разработать технологию для получения серно-зольных композиционных материалов с более глубоким слоем серы. Пропитывающие свойства серного расплава зависят от его вязкости. Эмпирическим путем было установлено, что при нагревании технической серы до 150 °С с добавлением модификатора жидкого стекла вязкость серного расплава понижается и, следовательно, повышается его пропитывающая способность. При этом на поверхности материала образуется более плотный слой серы. В данной работе спрессованные под давлением 1 МПа таблетки весом 12 г нагревали поочередно в серном расплаве. Из рисунка 1 видно, что максимальное количество расплавленной серы 6,3 г впиталось в таблетку при температуре 140 °С. Дальнейшее увеличение температуры приводит к повышению вязкости серы и такой расплав будет уже обладать меньшей проникающей способностью.

Известно, что при использовании жидкого стекла в качестве модификатора вязкость серного расплава понижается в широком интервале температур, что указывает на образование короткоцепных радикалов и отсутствие полимеризации при более высоких температурах. Вследствие этого пропитывающая способность расплава повышается в более широком интервале температур.

Для приготовления сырьевой смеси использовали золу уноса и техническую серу в соотношении 60:40. Полученную смесь помещали на тарель гранулятора, скорость вращения тарели составляла 36 об/мин, угол наклона 45°. Увлажнение раствором жидкого стекла в момент грануляции осуществляли из пульверизатора для равномерного распределения жидкости по всему объему смеси, что способствует лучшему сцеплению компонентов.

Время окатывания гранул в тарельчатом грануляторе составило 14-18 минут, влажность гранул – 21%. Полученные гранулы размером 8-12 мм выдерживали при постоянной температуре 140 °С в течение 30 минут. Далее проводили определение физико-механических характеристик зольного гравия в соответствии с требованиями ГОСТ 9758 «Заполнители пористые неорганические для строительных работ».

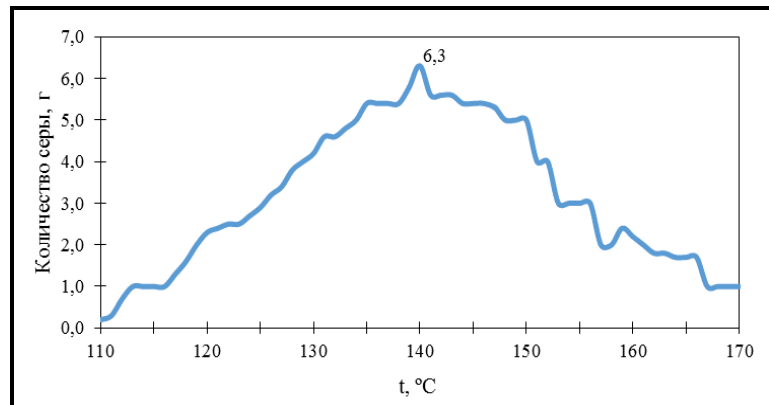


Рис. 1 Зависимость пропитки зольного образца серой от температуры

Таблица 2

Физико – механические характеристики зольного гравия

Насыпная плотность, кг / м ³	Истинная плотность, кг / м ³	Пустотность, %	Водопоглощение, %	Прочность на сдвливание в цилиндре, МПа
960	1520	39	6	5,8

Таким образом, разработан состав зольного гравия на основе золы уноса и технической серы и установлены оптимальные параметры гранулирования. Полученный безобжиговый зольный гравий может быть использован в строительных растворах и бетонах.

Литература

1. Safiuddin Md., Jumaat Mohd Zamin, Salam M.A., Islam M.S., Hashim R. Utilization of solid wastes in construction materials // International Journal of the Physical Sciences. – 2010. – Vol. 5(13). – P. 1952 – 1963.
2. Bruder-Hubscher V., Lagrade F., Leroy M.J., Coughanowr C., Enguehard F. Utilisation of Bottom Ash in Road Construction: Evaluation of the Environmental Impact // Waste Manage. Res. – 2001. – V.19. – P. 545 – 556.
3. Pei-wei G., Xiao-lin L., Hui L., Xiaoyan L., Jie H. Effects of the Ash on the Properties of Environmentally Friendly Dam Concrete // Fuel. – 2007. – V. 86. – P. 1208 – 1211.
4. Chindaprasirt P., Jaturapitakkul C., Sinsiri T. Effect of Ash Fineness on Microstructure of Blended Cement Paste // Constr. Build. Mater. – 2007. –V. 21. – Is. 7. – P. 1534 – 1541.
5. Fernandez-Jimenez A., Palomo A., Criado M. Alkali Activated Ash Binders. A Comparative Study between Sodium and Potassium Activators // Mater. Constr. – 2006. – V. 56. – P. 51 – 65.
6. Волженский А.В., Иванова И.А., Виноградов Б.Н. Применение зол и шлаков в производстве строительных материалов. М.: Стройиздат, 1984. – 216с.
7. Путилин Е. И., Цветков В. С. Применение зол уноса и золошлаковых смесей при строительстве автомобильных дорог. – 2003.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОГО ВОССТАНОВИТЕЛЬНОГО ОБЖИГА ЖЕЛЕЗИСТОЙ ЛАТЕРИТНОЙ РУДЫ БУРУКТАЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

М.Ш. Хасанов, К.Г. Анисонян

Научный руководитель – д.т.н., заведующий лабораторией Г.Б. Садыхов

Институт металлургии и материаловедения им. А.А. Байкова

Российской академии наук, г. Москва, Россия

Введение

Никель является одним из важнейших металлов в промышленности, который применяется в производстве нержавеющей стали, гальванике, литье, производстве сплавов с особыми свойствами и т.д. Одним из основных источников никельсодержащего сырья являются окисленные никелевые руды (ОНР). По содержанию основных компонентов и по минеральному составу ОНР условно делят на железистые латеритные и магнезиально-силикатные руды. Общепризнанные запасы никеля в ОНР составляют около 160 млн. тонн, из которых 72 % заключаются в латеритных, а оставшиеся 28 % – в магнезиальных [1]. В состав окисленных никелевых руд входят железо, алюминий, магний, а также кремний, кальций и наиболее ценный для промышленности кобальт. Содержание никеля в рудах колеблется от 0,75 % до 3 %, кобальта – от 0,03 % до 0,15 % [2].

При переработке магнезиально-силикатных руд преимущественно используются пирометаллургические способы с получением металла, обогащенного никелем. Для переработки железистых латеритных руд промышленно были освоены гидрометаллургические технологии, такие как автоклавное сернокислотное выщелачивание и аммиачно-карбонатное выщелачивание с предварительным восстановительным обжигом в области температур 650-800 °С. Однако, разработанные технологии являются малоэффективными и отличаются низкой рентабельностью [3]. Исходя из этого, актуальной задачей является разработка новых эффективных решений по переработке железистых латеритных никелевых руд.

В связи с этим, в ИМЕТ РАН ведутся исследования по разработке нового гидрометаллургического процесса селективного извлечения никеля и кобальта из железистых никелевых руд Буруктальского месторождения, включающего восстановительный обжиг руды и последующее слабокислотное выщелачивание. Так как температурный режим восстановления в значительной степени оказывает влияние на фазовый состав продуктов обжига, от которого зависит степень извлечения ценных компонентов при выщелачивании, в настоящей работе представлено исследование по выявлению оптимальных параметров восстановительного обжига.

Теоретическая часть

Основными компонентами руды, которые могут участвовать в процессе восстановления, являются оксиды железа, никеля и кобальта. При этом, проведение процесса должно быть осуществлено в условиях, обеспечивающих селективное восстановление никеля и кобальта (т.е. позволяющее полностью восстановить никель и кобальт до металла, и при этом ограничить восстановление оксидов железа). Это может быть достигнуто за счет того, что сродство к кислороду у железа несколько выше, чем у никеля и кобальта [4]. Для теоретической оценки протекания этих процессов был проведен термодинамический анализ реакций с восстановителями H₂ и CO, которые являются продуктами неполного сгорания природного газа при α<1. Зависимость энергии Гиббса от температуры (400-1200 °С) для различных реакций представлена в табл. 1.

Таблица 1

Результаты термодинамического расчета реакций восстановления оксидов железа, никеля и кобальта

№	Реакции	Энергия Гиббса (ΔG), Дж/моль				
		400 °С	600 °С	800 °С	1000 °С	1200 °С
1	Fe ₂ O ₃ + CO = Fe ₃ O ₄ + CO ₂	-47869	-55476	-62398	-69011	-75894
2	Fe ₂ O ₃ + CO = FeO + CO ₂	-21430	-29184	-35485	-41525	-47787
3	Fe ₂ O ₃ + CO = Fe + CO ₂	-28158	-25824	-22842	-20461	-18228
4	FeO + CO = Fe + CO ₂	-3364	1680	6321	10532	14779
5	Fe ₃ O ₄ + CO = FeO + CO ₂	3756	-2169	-6429	-10530	-1476
6	NiO + CO = Ni + CO ₂	-46844	-46718	-46405	-46009	-45588
7	CoO + CO = Co + CO ₂	-37582	-34059	-30515	-27147	-24124
8	Ni + Fe ₂ O ₃ = NiO + Fe ₃ O ₄	-24959	-36495	-47192	-57507	-68252
9	Co + Fe ₂ O ₃ = CoO + Fe ₃ O ₄	-34222	-49154	-63082	-76369	-89716
10	Fe ₂ O ₃ + H ₂ = Fe ₃ O ₄ + H ₂ O	-19556	-25624	-31196	-36495	-41836
11	Fe ₂ O ₃ + H ₂ = FeO + H ₂ O	-8295	-22843	-35477	-47494	-59454
12	FeO + H ₂ = Fe + H ₂ O	9771	8021	6329	4563	3113
13	Fe ₃ O ₄ + H ₂ = FeO + H ₂ O	16892	4172	-6421	-16499	-26427
14	Fe ₃ O ₄ + H ₂ = Fe + H ₂ O	46207	28236	12567	-2810	-17088
15	NiO + H ₂ = Ni + H ₂ O	-33709	-40377	-46397	-51978	-57255
16	CoO + H ₂ = Co + H ₂ O	-24447	-27718	-30507	-33116	-35791

Согласно результатам расчета с помощью программы термодинамического моделирования FACT [5], было получено, что с повышением температуры от 400 до 1200 °С, вероятность приведенных реакций возрастает независимо от типа восстановителя, кроме реакции 4. Известно, что восстановление Fe_2O_3 до Fe протекает последовательно, с образованием промежуточных оксидов (Fe_3O_4 , Fe_2O_3 , FeO). При этом, согласно термодинамической оценке, при температурах ниже 570 °С восстановление железа протекает, минуя стадию образования оксида железа (II). В случае восстановления ОНР, образование FeO (вюстита) при восстановительном обжиге оказывает негативное влияние на показатели процесса выщелачивания. Наличие вюстита приводит к повышению расхода серной кислоты, и избыточному переходу железа в раствор совместно с никелем и кобальтом. Повышение температуры до 600 °С и выше увеличивает вероятность образования FeO в условиях обжига ОНР. Однако, снижение температурного режима процесса обжига ограничивает восстановление никеля и кобальта.

Экспериментальная часть

Для изучения влияния температуры на фазовый состав продуктов обжига, была проведена серия экспериментов по восстановлению в интервале температур 550-950 °С. Обжиг осуществлялся в лабораторной трубчатой печи. В качестве восстановителя использовался водород. Изучение фазового состава продуктов обжига проводилось методом рентгенофазового анализа (РФА).

Было показано, что в условиях восстановления при температуре до 750 °С происходит образование магнетита, образование вюстита начинается при температуре выше 800 °С. На рис. 1 представлены дифрактограммы продуктов обжига при температурах 750 °С (а) и 850 °С (б). Восстановленный никель присутствует в виде сплава ферроникеля (Fe-Ni). Снижение температуры ниже 750 °С приводит к уменьшению степени восстановления никеля.

Выводы

Процесс восстановительного обжига железистых латеритных руд в трубчатых печах в газовой атмосфере необходимо проводить в области температур 750-800 °С. Это, наряду с достижением высокой степени восстановления оксидов никеля и кобальта, позволяет предотвратить образование фазы вюстита в продукте обжига и снизить расход выщелачивающих агентов на дальнейших стадиях извлечения никеля и кобальта из ОНР.

Литература

1. Игневская Л.В. Тенденция развития никелевой промышленности. Мир и Россия: автореф. Дис. ... докт. геол.-минер. наук: 25.00.11., 25.00.35 — М., 2009. — 52 с.
2. Резник И.Д. Никель, Том 2 / И. Д. Резник, Г. П. Ермаков, Я. М. Шнейерсон. — М.: ООО «Наука и технологии», 2000. — 467 с.
3. Садыхов Г.Б., Анисонян К.Г., Гончаров К.В., Заблочкая Ю.В., Хасанов М.Ш., Олюнина Т. В. Комплексные подходы к повышению эффективности использования окисленных никелевых руд // Сб. тезисов докладов V Международной конференции-школы по химической технологии ХТ16 (Волгоград, 16-20 мая 2016 г.): Волгоград: ВолГТУ. 2016. — Т. 2. — С. 313–315.
4. Равдель А.А., Пономарева А.М. Краткий справочник физико-химических величин. — СПб.: «Иван Федоров», 2003. — 240 с.
5. Facility for the Analysis of Chemical Thermodynamics [Электронный ресурс] URL: <http://www.crct.polymtl.ca/FACT/> (дата обращения: 16.11.17)

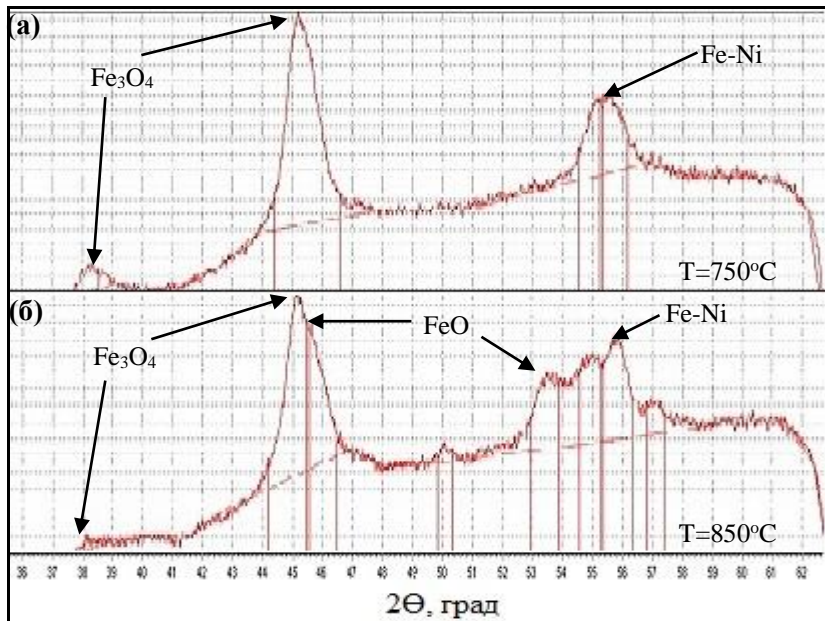


Рис. 1 Дифрактограммы фазового анализа продукта восстановления окисленной никелевой руды Буруктальского месторождения при 750 °С (а) и 850 °С (б)

**ВЛИЯНИЕ ДОБАВКИ И ТЕМПЕРАТУРЫ ОКРУЖАЮЩЕГО ВОЗДУХА
НА ПРОЧНОСТЬ ЛЕГКОГО БЕТОНА**

Т.Т. Шакиров

Научный руководитель – профессор У.А. Газиев

Ташкентский архитектурно-строительный институт, г. Ташкент, Узбекистан

При изготовлении сборных изделий и конструкций из легкого бетона в летних условиях повышенная температура окружающего воздуха может усиливать ускоряющее твердение действие добавки СП «Реламикс» и способствовать большей интенсификации набора прочности [1].

Известно, что в летнее жаркое время из-за повышенной температуры составляющих, бетонная смесь может иметь температуру 35-40 °С, а при выдерживании бетона за счет тепла солнечной радиации и экзотермии цемента температура бетона в изделии может достигать 50-60 °С. В этих условиях эффективность применения добавки СП будет еще более высокой. За счет суперпластифицирующего действия и значительного снижения вязкости цементной смеси, добавка будет оказывать положительное влияние на обеспечение требуемой удобоукладываемости смеси [2].

Для подтверждения изложенного, выполнены экспериментальные исследования легкого бетона на пористом заполнителе из кварцевого порфира с добавкой СП 1 % на примере трех классов: В5, В10 и В25. В экспериментах использовали составы бетона с сокращенным расходом цемента. Результаты выполненных исследований приведены в таблице 1.

Таблица 1

**Влияние добавки и температуры окружающего воздуха
на прочность легкого бетона**

№ п/п	Класс бетона	Расход цемента, кг / м ³	Жесткость смеси, с	Температура окруж. воздуха, °С	R _{сж} (МПа) после сут. твердения			
					1	3	14	28
Бетон без добавки СП								
1	В5	225	10	40	3,5	5	6,5	7,5
2	В10	225	10	40	7,5	11	13	15,5
3	В25	450	10	40	15	22	27	31
Бетон с добавкой 1% СП								
4	В5	195	10	40	5	6,5	7	8
5	В10	205	10	40	11	13,5	15	16,5
6	В25	350	10	40	22,5	27	30	33

Анализ данных таблицы 1 показывает, что при сокращении расхода цемента на 15-20 % добавка СП в количестве 1% при повышенной температуре воздуха ускоряет набор прочности через 1 сут твердения до 70-75 % от 28-ми сут. Через 28 сут твердения прочность бетона с добавкой составляет 105-110 %. Иначе говоря, в суточном возрасте при твердении легкого бетона в летних условиях в течение 1 суток добавка СП обеспечивает отпускную прочность изделий.

Добавка СП «Реламикс» оказывает значительное положительное влияние и на прочность легкого бетона при его тепловлажностной обработке (ТВО). При определении влияния добавки СП (1 %) на режим ТВО легкого бетона классов В10, В20 и В25 со сниженным на 10-20% расходом цемента использовали стандартный режим: предварительная выдержка – 2 ч; подъем температуры – 3 ч; продолжительность изотермического прогрева – 8 ч; охлаждение – 3 ч. Температура пропаривания – 80-85 °С. Испытание образцов производили через 1 сут после пропаривания. Результаты выполненных экспериментов представлены в таблице 2.

Таблица 2

Влияние добавки СП (1%) на прочность пропаренного легкого бетона

№ п/п	Класс бетона	Расход цемента, кг / м ³	Режим ТВО, ч	R _{сж} после ТВО	
				МПа	%
Бетон без добавки СП					
1	В10	225	2+3+8+3	10	68
2	В20	375		17,5	70
3	В25	450		21,5	72
Бетон с добавкой СП (1 %)					
4	В10	205	2+3+8+3	15	100
5	В20	295		25,5	100
6	В25	350		31	100
7	В10	205	2+3+6+3	12	80
8	В20	295		21	85
9	В25	350		27	90
10	В10	205	2+3+4+3	10,5	70
11	В20	295		19,5	78
12	В25	350		24,5	82

Данные таблица 2 показывают, что при исходном расходе цемента и стандартном режиме ТВО прочность легкого бетона классов В10, В20 и В25 в 1 сут возрасте после пропаривания составляет 68-72% от 28 сут показателя. Добавка СП (1%) при сниженном на 10-20 % расходе цемента за счет ускоряющего твердение действия сокращает цикл ТВО на 4 ч и обеспечивает достижение прочности образцов в 1 сут возрасте после пропаривания в размере 70-82 %.

Для конструкционных легких бетонов важными показателями являются призмная прочность, коэффициент призмной прочности, прочность на растяжение при изгибе, модуль упругости и коэффициент Пуассона [3]. Для определения этих физико-механических характеристик согласно принятой методике использовали составы легкого бетона классов В15, 20 и 25 без и с добавкой 1% СП, при твердении образцов в нормальных условиях и после ТВО (2+3+4+3 ч) через 28 сут твердения. При этом для составов легкого бетона без добавки расход цемента принят исходным, а с добавкой СП сокращенным на 10-15% в зависимости от класса бетона. Как видно из таблицы 3 коэффициент призмной прочности легкого бетона на пористом заполнителе из кварцевого порфира без добавки находится в пределах 0,81-0,84, а с добавкой СП – 0,84-0,87.

Таблица 3

Показатели коэффициента призмной прочности легкого бетона

№ п/п	Класс бетона	Нормального твердения			Пропаренный		
		R _{сж} , МПа		K _{пр}	R _{сж} , МПа		K _{пр}
		кубиковая	призмная		кубиковая	призмная	
Бетон без добавки							
1	В10	15,5	12,5	0,81	14,5	12,0	0,82
2	В20	25,0	20,8	0,83	24,5	20,6	0,84
3	В25	31,0	26,0	0,84	30,0	24,9	0,83
Бетон с добавкой СП (1 %)							
4	В10	16,0	13,5	0,85	15,0	12,6	0,84
5	В20	26,0	22,2	0,87	25,5	21,9	0,86
6	В25	31,5	27,0	0,86	30,5	25,9	0,85

Увеличение дозировки СП до 1,1 % приводит к некоторому спаду прочности, связанному с избытком пластификатора. При этом R_{сж} цементного камня в 28-ми сут возрасте повышается на 22-32 %. Поэтому дозировку добавки СП целесообразно принять 1 %. Кинетика прочности цементного камня во времени показывает, что при содержании добавки СП 1 % через трое суток R_{сж} увеличивается в 2 раза, а через 28 сут нормального твердения повышается на 32 % по сравнению с цементом без добавки.

Литература

1. Газиев У.А., Акрамов Х.А. Отходы промышленности в производстве строительных материалов и изделий. Учебник. – Ташкент, 2015. – 315 с.
2. Шакиров Т.Т. Технология получения пористого заполнителя из кварцевого порфира и отхода угледобычи для легкого бетона: Автореферат. Дис. ... канд. тех. наук. – Ташкент, 2010. – 21 с.

ФТОРАММОНИЙНАЯ ОБРАБОТКА ПРОДУКТОВ ПЛАЗМЕННОЙ ДИССОЦИАЦИИ ЦИРКОНОВОГО КОНЦЕНТРАТА

Ш.М. Шарфеев

Научный руководитель – профессор В.М. Погребенков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение

Значительный интерес к композиционным керамическим материалам на основе матрицы силикатов обусловлен их высокими функциональными свойствами. Отмечается [4], что перспективным является использование в качестве матрицы силиката циркония ($ZrSiO_4$), поскольку данное соединение обладает значительной огнеупорностью, высокой химической и термической стойкостью при малом коэффициенте термического расширения. Ограниченное применение материалов на основе силиката циркония связано с их относительно невысокой прочностью относительно других керамических конструкционных материалов.

Улучшение механических характеристик материалов на основе матрицы силиката циркония возможно путем его армирования фазой диоксида циркония различных модификаций [7]. Это обусловлено структурными и технологическими факторами [5, 6]: при синтезе материалов из смеси чистых оксидов или по золь-гель методу изменение соотношения оксидов циркония и кремния позволяет регулировать фазовый состав и структуру получаемых керамических композиций.

Существующие методы получения керамики в системе $ZrSiO_4 - ZrO_2$ имеют ряд недостатков: дороговизна синтетического сырья, необходимость высокой степени гомогенизации реагентов, а также значительные температуры обжига материалов. В связи с этим отмечается [3], что большой интерес для получения данного вида материалов представляет использование плазмообработанного цирконового концентрата. При плазменной обработке происходит диссоциация циркония, представляющего собой силикат циркония, на составляющие оксиды, при этом

получившийся продукт представлен сфероидами, в которых тонкодисперсный диоксид циркония окружен аморфным оксидом кремния. Авторы работ [1, 2] отмечают высокую реакционную способность образующегося кремнезема, что позволяет достаточно легко удалить его из системы. Это в свою очередь позволяет регулировать состав и структуру получаемых керамических материалов.

Одним из перспективных и удобных реагентов для удаления свободного и структурного оксида кремния является гидрофторид аммония (NH_4HF_2), обладающий в расплавленном состоянии высокой химической активностью и образующий при реакции с силикатами удобные для последующего сублимационного удаления фторосиликаты аммония [9]. При таком обескремнивании минералов происходит активация исходного вещества, что делает его более активным к твердофазным взаимодействиям, характерным в технологии функциональных керамических материалов. Таким образом, исследование процессов, протекающих при фтораммонийной обработке циркона и продуктов его плазменной обработки, для последующего синтеза керамических материалов на основе фазы циркона является актуальным.

Цель работы: исследование процессов фазообразования и деструкции, сопровождающих фтораммонийную обработку циркона и продукта его плазменной диссоциации.

Методика проведения работы

В качестве объектов исследования использовались природный цирконовый концентрат марки КЦЗ и продукт его плазменной обработки. Материалы предварительно измельчались в барабанных мельницах корундовыми мелющими телами до величины удельной поверхности порядка $3500 \text{ см}^2 / \text{г}$, измеренной на ПСХ-2. В качестве фторирующего агента использовался аммоний фтористый кислый марки ч.д.а. по ГОСТ 9546-75. Составы шихт измельченных материалов с гидрофторидом аммония (приведены в таблице) рассчитывались согласно уравнению реакции 1 без учета протекания побочной реакции 2:



Таблица

Компонентные составы шихт для фторирования

№	Количество гидрофторида аммония на 1 моль циркона	моль на	Массовое содержание циркона в шихте, мас. %	Массовое содержание гидрофторида аммония в шихте, мас. %	Теоретическая формула продукта фторирования
0	0,0		100,00	0,00	$\text{ZrO}_2 \times \text{SiO}_2$
1	0,5		86,54	13,46	$\text{ZrO}_2 \times (5/6)\text{SiO}_2$
2	1,0		76,27	23,73	$\text{ZrO}_2 \times (2/3)\text{SiO}_2$
3	1,5		68,18	31,82	$\text{ZrO}_2 \times (1/2)\text{SiO}_2$
4	2,0		61,64	38,36	$\text{ZrO}_2 \times (1/3)\text{SiO}_2$
5	2,5		56,24	43,76	$\text{ZrO}_2 \times (1/6)\text{SiO}_2$
6	3,0		51,72	48,28	ZrO_2

Фторирование проводилось в безградиентной печи в корундовых тиглях при температуре $180 \text{ }^\circ\text{C}$ в течение 2 часов. Продукты фторирования измельчались в фарфоровой ступке, после чего производилась их термообработка при $400 \text{ }^\circ\text{C}$ для сублимационной очистки нелетучих продуктов фторирования от гексафторосиликата аммония и остаточного непрореагировавшего фторирующего агента. Полученные вещества были проанализированы на аппарате для рентгенофазового анализа ДРОН-4М, микрофотографии были получены с помощью растрового электронного микроскопа JEOL JSM 6000.

Результаты

Рентгенофазовый анализ исходных материалов выявил, что исходный цирконовый концентрат сложен единственной кристаллической фазой – минералом цирконом ZrSiO_4 , а плазмодиссоциированный цирконовый концентрат – моноклинным диоксидом циркония (кремнезем в системе присутствует в рентгеноаморфном состоянии). Согласно результатам рентгенофазового анализа, основным продуктом фторирования в обоих случаях является гексафторосиликат аммония, интенсивность рефлексов которого увеличивается по мере увеличения содержания гидрофторида аммония в исходной шихте. Рефлексы, соответствующие фазе гептафтороцирконата аммония, имеют невысокую интенсивность. Исходный цирконовый концентрат в силу более высокой инертности циркона подвергается разрушающему действию фторирующего агента в меньшей степени (рисунки 1 и 2).

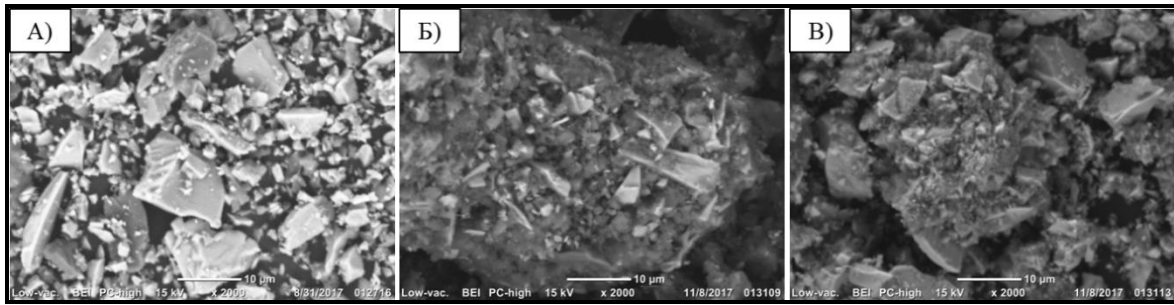


Рис. 1 Микрофотографии исходного цирконового концентрата (А), после фторирования (Б) и после сублимационной очистки (В) при увеличении 2000

Рентгенограммы нелетучих продуктов фторирования свидетельствуют о том, что в процессе сублимационной очистки происходит не только возгонка гексафторосиликата аммония, но также и разложение гептафтороцирконата циркония до фтороцирконата состава $\text{NH}_4\text{Zr}_2\text{F}_9$, что согласуется с приведенными в литературе [8] данными (схема разложения представлена реакцией 3).



Таким образом, в результате фтораммонийной обработки циркона и плазмодиссоциированного циркона происходит преимущественно обескремнивание систем, однако при увеличении количества гидрофторида аммония в исходной шихте интенсифицируется процесс образования гептафтороцирконата аммония, который при дальнейшей термообработке претерпевает диссоциацию, конечным результатом которой является образование фазы тетрафторида циркония. Это должно положительным образом сказаться при синтезе цирконовой керамики за счет интенсификации процессов массопереноса в системе $\text{ZrO}_2 - \text{SiO}_2$ [5].

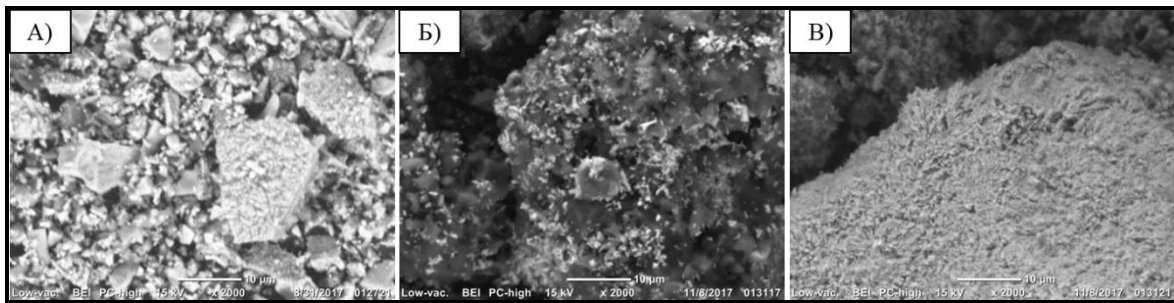


Рис. 2 Микрофотографии плазмобработанного цирконового концентрата (А), после фторирования (Б) и после сублимационной очистки (В) при увеличении 2000

Фтораммонийная обработка позволяет регулировать химический состав исходных материалов, а также приводит к некоторому дефектообразованию в их исходных структурах (что выражается в ослаблении и размывании рефлексов исходных веществ на рентгенограммах). Это должно привести к интенсификации процессов спекания и синтеза фазы циркона при высокотемпературном обжиге полученных материалов.

Литература

1. Evans A.M. Composition and microstructure of dissociated zircon produced in a plasma furnace // Journal of Materials Science. – 1977. – Vol. 12. – P. 779 – 790.
2. McPherson R. Spherulites and phase separation in plasma dissociated zircon // Journal of Material Science. – 1984. – Vol. 19. – P. 2696 – 2704.
3. McPherson R. Zircon-zirconia ceramics prepared from plasma dissociated zircon // Communications of the American Ceramic Society. – 1982. – Vol. 19. – P. 57 – 59.
4. Rendtorff N.M. Zircon-zirconia ($\text{ZrSiO}_4 - \text{ZrO}_2$) dense ceramic composites by spark plasma sintering // Journal of the European Ceramic Society. – 1992. – Vol. 10. – P. 291 – 298.
5. Spearing D.R. Zircon synthesis via sintering of milled SiO_2 and ZrO_2 // Communications of the American Ceramic Society. – 1988. – Vol. 91. – P. 1964 – 1966.
6. Veytizou C. Preparing of zircon bodies from amorphous precursor powder synthesized by sol-gel processing // Journal of the European Ceramic Society. – 2002. – Vol. 22. – P. 2901 – 2909.
7. Wei W.J. Phase transformation and microstructure of a dense zircon-zirconia composite // Journal of the European Ceramic Society. – 1992. – Vol. 10. – P. 291 – 298.
8. Блюменталь У.Б. Химия циркония / пер. с англ.; ред. Л.Н. Комиссаров, В.И. Сеницын. – М: Изд-во иностранной литературы, 1963. – 345 с.
9. Медков М.А. Гидрофторид аммония – перспективный реагент для комплексной переработки минерального сырья // Вестник ДВО РАН. – 2011. – № 5. – С. 60 – 65.

**ИССЛЕДОВАНИЯ ВЕЩЕСТВЕННОГО СОСТАВА КАОЛИНОВ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ «АЛЬЯНС»**

Ал.А. Эминов, С.С. Таиров

**Научный руководитель – доктор химических наук, профессор З.Р. Кадырова
Институт общий и неорганический химии Академии Наук Республики Узбекистан,
г. Ташкент, Узбекистан**

Известно, что в настоящее время мировое производство каолина составляет более 40 млн. тонн в год, причем сохраняется устойчивая тенденция роста потребления каолиновых концентратов, расширяется сфера их применения в различных отраслях народного хозяйства. Только за последнее десятилетие мировое производство каолинов возросло более чем в 1,6 раза.

С распадом бывшего Союза Республика Узбекистан осталась фактически без сырьевой базы качественных каолинов. Существующие каолиновые производства обеспечивают потребности предприятий только на 10–15 %, предлагая не самые высокие сорта каолинов. Особенно в тяжелой ситуации из-за импортной зависимости оказались предприятия, выпускающие фарфорофаянсовые изделия, огнеупорные, санитарно-строительную керамику.

В связи с этим актуальной задачей является исследование технологических свойств каолинов перспективного месторождения «Альянс» (Самаркандская обл.), с целью выбора наиболее эффективного метода получения каолиновых продуктов со стабильными керамическими свойствами, что позволит формировать отечественную сырьевую базу высококачественных каолинов. При этом следует отметить, что исследования, посвященные изучению химико-минералогического состава и технологических свойств новых местных месторождений, с целью получения на их основе керамических композиционных материалов многоцелевого назначения, с улучшенными свойствами также являются весьма актуальными.

В тонкой керамике применяются преимущественно первичные каолины, из которых предварительно выделяют примеси крупнозернистых минералов. Кроме того, для производства тонкой и специальной керамики вредными являются примеси, содержащие соединения железа и титана, которые ухудшают внешний вид и изоляционные свойства изделий. Исследования по обогащению каолинового сырья месторождения «Альянс» с целью использования в производстве тонкокерамических изделий проводились в Институте минеральных ресурсов (ИМР) Государственного комитета по геологии и минералогии Республики Узбекистан. Подготовка проб к анализу включала операции дробление, грохочение материала и перемешивание. Для выяснения характера распределения химических элементов и изучения минералогического состава были выполнены физико-химические анализы исходного сырья и продуктов обогащения.

В результате изучения вещественного состава каолина-сырца установлено, что основными ценными компонентами являются каолинит – 30,7 %, кварц – 31,1 %, кварц-полевошпатовый песок – 29,6 %. Вредными примесями являются железо- и титансодержащие минералы.

Как известно, каолин-сырец по своему составу обычно не соответствует требованиям, предъявляемым к сырью для фарфорофаянсовой промышленности. Он требует предварительной обработки на обогатительной фабрике. Задачей обогащения каолина является получение концентрата, состоящего из глинистого вещества, весьма близкого по химическому составу и физическим свойствам к минералу каолинита путем максимального удаления из каолинитовой породы всех примесей, снижающие качество готовой продукции. Исследования каолина на обогатимость проводились двумя методами: методом мокрого обогащения и методом сухого обогащения, которые основаны на принципе классификации каолиновых и кварцевых зерен по крупности, когда высокодисперсные зерна каолинита отделяются от более крупных зерен других минералов в потоке воды или в воздушной струе. При сухом обогащении не удается уловить наиболее ценную часть каолина – мелкую фракцию, что значительно ухудшает его пластичность и связующую способность. В связи с этим при обогащении каолинов месторождения «Альянс» выбран метод мокрого обогащения. Процессу гидравлической (мокрой) классификации обычно предшествуют подготовительные операции – дробление и дезинтеграция каолина. Только в этом случае осуществляется избирательное дробление и измельчение каолина до его природной дисперсности, при сохранении крупности зерен кварца и полевого шпата, входящих в состав каолина. Технологическая схема мокрого обогащения при переработке каолинов включает дезинтеграцию исходной руды с выделением крупных песков и последовательного обогащения сливов на стандартном гравитационном оборудовании в условиях Института минеральных ресурсов (ИМР). Каолиновый минерал перед дроблением подвергнут к сушке до влажности 2-3%, затем осуществляли дробление вручную. Для технологических испытаний использовали минерал с крупностью 55 мм. После дробления каолин подвергался дезинтеграции, сущность которой заключается в разделении зерен каолинита, кварца и полевого шпата. Это достигалось механическим действием – протиркой и одновременно гидравлическим действием воды. В процессе такой операции выделяются тонкие частицы, которые вместе с водой в виде текучей массы – суспензии и взвешенными частицами каолина и кварца подвергаются дальнейшему обогащению. Дезинтеграцию материала проводили в фарфоровых сосудах объемом 2 л с помощью футерованной мешалки при интенсивности перемешивания 1200 об/мин плотной пульпы (Т:Ж=1:1) в течение 20 мин. Оттирку крупных и мелких песков выполняли в тех же условиях.

В качестве технологических аппаратов при мокром обогащении для основной классификации применяли гидроциклон марки ГЛ-1, контролируя гранулометрический состав слива на сите 0,1 мм. Для разделения фракций использовали набор сит «Ротап». Для удаления железосодержащих примесей из конечных продуктов обогащения применяли электромагнитный сепаратор СИМ-1.

Результаты испытаний показали, что по содержанию каолинита предпочтительнее мокрый способ обогащения каолина месторождения «Альянс».

По результатам технологических испытаний установлено, что каолины месторождения «Альянс» пригодны для получения следующих продуктов:

- Каолиновый концентрат марки КФ-3 согласно ГОСТ 2128-82, выход концентрата – 39,28 %, для производства художественного и хозяйственного фарфора, санитарно-строительной керамики и облицовочных плиток.

- Кварц-полевошпатовый концентрат марки КПШС 0,2-11,5 согласно ГОСТ 13451-77, выход концентрата – 18,7 %, для производства технического стекла.

- Песок фракции 0,8 мм соответствующий ОСТ 21-1-80, предназначенный для изготовления силикатных камней, кирпича и изделий силикатного бетона плотной и ячеистой структуры, выход – 34,94 %.

Результаты химического анализа средних проб каолина-сырца «Альянс» до и после обогащения приведены в таблице (для сравнения даны химические составы Ангренских, а также зарубежных каолинов, имеющих мировое значение).

Как показывают данные таблицы, каолин-сырец по химическому составу отличаются от других каолинов, прежде всего повышенным содержанием кремнезема и щелочных оксидов, в особенности оксида калия. Содержание глинозема в исследуемом каолине практически в два раза меньше, чем в других. Количество красящих оксидов не столь высокое, однако, требует внимания несколько повышенное содержание TiO_2 . Содержание щелочноземельных оксидов заметно выше, чем в других, значения потерь при прокаливании глины относительно низкие.

Таблица

Химические составы исходного и обогащенного каолина «Альянс» и зарубежных месторождений каолинов

Месторождения каолинов	Содержание оксидов, (масс. %)								ППП
	SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	TiO ₂	CaO	MgO	K ₂ O	Na ₂ O	
Каолин «Альянс»: Проба III (уч. Южный)	68,4	18,9	0,65	0,63	0,47	0,12	4,91	0,30	5,62
Обогащенный каолин «Альянс»	51,0	33,8	0,47	0,34	0,48	0,49	1,48	0,19	11,7
Ангренский первичный каолин (АКС-30)	56,5	30,1	0,95	0,45	0,10	0,10	0,98	0,10	10,6
Просьяновский каолин	46,3	38,0	0,57	0,47	0,17	-	0,5	0,25	13,6
Китайский каолин	48,3	37,2	0,05	0,01	0,01	0,07	0,27	4,08	5,04

Петрографические исследования каолинов месторождения «Альянс» выполнялись на поляризационном микроскопе МИН-8 с помощью изготовления образцов в виде прозрачных шлифов. Результаты микроскопического исследования каолин «Альянс» необогащенный представляет собой глину каолиново-гидролюдистую с песчаной примесью кварца, неоднородного состава.

Микроструктура каолина также исследовалась с помощью просвечивающего электронного микроскопа УЭМБ-100 Л и растрового микроскопа «QUANTA 200».

На электронно-микроскопических снимках обогащенного каолина видны хорошо образованные и не четко выраженные формы шестиугольных чешуек, собственные каолиниту. Иногда гексагональные очертания чешуек выражены лишь схематично, что может быть связано с преобладанием частиц меньшего размера. Размеры частиц каолинита изменяются от 0,1-0,3 мкм до 40-50 мкм, а толщина пакетов составляет 0,5-2,0 мкм. Также наблюдаются трубчатые удлиненные кристаллы галлуазита.

На растровом электронно-микроскопическом анализе обогащенного каолина видны кристаллы псевдогексагональной формы, собранные в отдельные пакеты, имеющие слоистую структуру. Отчетливо видны слоистая структура основного минерала – каолинита и полиминеральный состав глины. Кроме минералов каолиновой группы присутствуют сопутствующие минералы: кварц, карбонаты, глауконит, монтмориллонит и галлуазит.

На рентгенограмме необогащенного каолина месторождения «Альянс» наблюдались дифракционные максимумы каолинита (0,255; 0,443; 0,496 нм), гидролюды (0,237; 0,982 нм), монтмориллонита (1,456; 1,777 нм), кварца (0,166; 0,181; 0,197; 0,212; 0,227; 0,227; 0,244; 0,333; 0,422 нм) и полевого шпата (0,324; 0,297 нм). По-видимому, из-за низкого содержания каолинита его рефлексы на рентгенограмме накладываются на рефлексы других минералов. Присутствие полевого шпата вызывает появление только одного рефлекса с дифракционным максимумом, равным 0,297 нм, что свидетельствует о незначительном его количестве. Рефлексы гидролюды и монтмориллонита имеют ярко выраженный характер. На рентгенограмме обогащенного каолина появляются четкие рефлексы каолинита на всех диапазонах угла отражения, их интенсивность значительно растет.

Дифракционные максимумы кварца несколько снижаются по интенсивности, рефлексы гидролюды исчезают вовсе. Характер линий на рентгенограмме обогащенного каолина говорит о существенном повышении содержания каолинита и снижении количества кварца и о некотором повышении содержания монтмориллонита при обогащении каолинита.

Таким образом, анализ результатов полученных данных свидетельствует о запесоченности каолина месторождения «Альянс» и присутствию в нем в качестве примесей минералов, содержащих оксиды щелочных и щелочноземельных элементов. Химический состав каолина после обогащения приближается к составу высокосортных каолинов других месторождений, т.е. в нем снижается содержание оксида кремния, оксидов красящих металлов и щелочей, увеличивается количество оксида алюминия, и повышаются потери при прокаливании. В целом, каолины «Альянс», после обогащения отвечают требованиям, предъявляемым к каолинам для фарфорофаянсовой промышленности, а также для других силикатных материалов различных назначений.

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ РАССОЛА NaCl НА ИЗНОСОСТОЙКОСТЬ РЕЗИНЫ ЭЛАСТОМЕРА ВИНТОВОГО ЗАБОЙНОГО ДВИГАТЕЛЯ

В.В. Антипов, А.В. Епихин

Научный руководитель – старший преподаватель А.В. Епихин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Винтовой забойный двигатель (ВЗД) - машина объемного (гидростатического) действия. Основными элементами конструкции являются: двигательная секция, шпиндельная секция, регулятор угла. Винтовой забойный двигатель применяется для бурения скважин различной глубины, в том числе для наклонно-направленного и горизонтального бурения. Поэтому с момента внедрения ВЗД ученые искали способы увеличения эффективности его работы. Эти поиски вылились во множество изобретений и технических решений как для отдельных элементов винтового забойного двигателя, так и для всей конструкции в целом.

Актуальность работы заключается в том, что ВЗД обладает большим диапазоном характеристик и относительно простой конструкцией. Данные свойства позволяют использовать его в достаточном широком диапазоне условий бурения и капитального ремонта скважин. При этом одной из значимых проблем ВЗД можно назвать интенсивный износ эластомера статора двигателя. Данный элемент выполняется из резины и быстро выходит из строя при повышенных температурах, а также под воздействием агрессивной среды бурового раствора.

Цель работы: повысить срок службы эластомера статора ВЗД за счет его модификации методом выдержки в рассоле при заданной температуре.

Для изучения влияния рассола образцы разрушались с помощью установки, которая представлена на рисунке 1. Данная установка представляет собой сверлильный редукторный станок, в патроне которого (1) закреплена цилиндрическая лопатка с шлицевым торцом (2). Лопатка вращается в стакане (3), который выполнен в виде полового цилиндра. На дне стакана закреплён образец исследуемой резины (5). Разрушение происходит при создании осевого усилия и вращательного момента. Износ образца выполняется в различных средах (4): вода, дизельное топливо (ДТ), масло ВМГЗ, воздух.

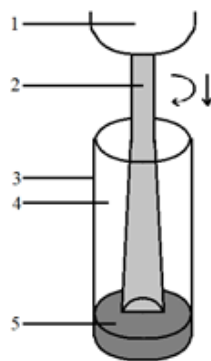


Рисунок 1. Схема установки для разрушения образцов резины: 1 – патрон сверлильной установки; 2 – металлическая лопатка; 3 – стакан; 4 – среда разрушения; 5 – образец резины

При анализе начальных данных, которые были получены по предшествующим исследованиям на кафедре бурения скважин ТПУ, было установлено, что образцы резины ИРП-1226, применяющейся для изготовления эластомеров, разрушаются, в среднем, за 30-40 секунд в растворах ДТ, ВМГЗ, воды. Методика экспериментов состояла в разрушении образцов с помощью сверлильного станка с частотой оборотов 180 об/мин и при осевой нагрузке – 2 кг. В рамках исследования было решено установить влияние выдержки образцов в рассолах в течение длительного времени, поскольку возникла гипотеза, что проникая в резину, рассол кристаллизуется из-за интенсивного испарения воды, армирует ее и тем самым повышает износостойкость.

Образцы резины погружали в водный раствор соли NaCl с концентрацией 300 гр/л. Первая партия выдерживалась при температуре 80 градусов Цельсия 5 суток, вторая – 10 суток, третья – 15 суток, четвертая – 20 суток. Далее образцы каждой партии по 3 штуки подвергались износу в таких средах как ДТ, ВМГЗ, вода. До и после выдержки в растворе соли образцы взвешивались, измерялись их диаметр и толщина.

Результаты проведения первой серии опытов с образцами, которые подверглись выдержке 10 суток представлены в таблице 1. Образцы 10 – 12 разрушались в среде ДТ, 13 – 15 разрушались в ВМГЗ, 17 – 19 – в воде. В первой серии опытов производился подбор осевой нагрузки, так как 2 кг не хватало для того, чтобы инициировать процесс износа. При создании осевой нагрузки 8 кг был совершен переход на редукторный станок,

поскольку сверлильные станки с ременной передачей не смогли создать требуемый для разрушения образцов крутящий момент. Хотя даже четырёхкратное увеличение нагрузки слабо способствовало разрушению образцов. При разрушении образцов с выдержкой 15, 20 суток было замечено хрупкое разрушение. В общей сложности было разрушено 80 образцов, что достаточно для статистической обработки результатов исследований.

Таблица 1

Результаты проведения экспериментов с образцами, подвергшимися выдержке в рассоле NaCl с концентрацией 300 гр/л в течение 10 суток при температуре 80°С

№ обр	240 часов							Нагрузк, кг.	Разрушение
	масса до, г.	диаметр до, мм.	толщина до, мм.	масса после, г.	диаметр после, мм.	толщина после, мм.	время разрушения, с.		
10	18	41	11	18,2	41,9	11,5	600	2	Не разрушен
11	17,6	41	10	17,8	40,8	10,8	380	6	Наполовину
12	18,8	40,7	11,8	19,2	41	12,3	180	8	Наполовину
13	18,6	40,5	11,5	19	40,6	12,3	600	2	Не разрушен
14	18,8	41,5	11,7	19	42	12,4	160	8	Наполовину
15	18,2	41,5	10,5	18,4	42	11,1	600	8	Наполовину
16	19	41	11,7	19,4	41	12,3	600	2	Не разрушен
17	18,2	41	10,9	18,6	41,3	11,4	360	8	Наполовину
18	19,4	41,5	11,9	19,6	40,7	12,4	300	8	Разрушен

Анализируя данные, полученные в результате проведения экспериментов, можно сделать следующие выводы:

- выдержка образцов резины в растворе соли позволяет значительно повысить износостойкость и имеет границы эффективности;
- при длительной выдержке наблюдается хрупкое разрушение образцов, но всё же время износа больше, чем при отсутствии выдержки;
- есть гипотеза, что образцы резины «армируются» минералами соли;
- старт разрушения наступает в результате термической деструкции резины (после предварительного прогрева образца за счет сил трения);
- не установлено явного влияния различных дисперсионных сред на скорость разрушения;

В результате проведённых исследований намечены следующие цели развития для получения более широкого представления о физико-химических процессах, происходящих с резиной в реальных условиях, а также для увеличения износостойкости данной резины:

- уточнение наиболее эффективного времени выдержки образцов в рассоле;
- проведение опытов с рассолами различных солей и варьированием их концентрации;
- продолжение экспериментальных исследований с реальными системами буровых растворов;
- апробация технологии упрочнения на реальных ВЗД.

Литература

1. Епихин А. В. и др. Исследование влияния дизельного топлива на резину эластомера винтового забойного двигателя в температурном интервале 25-90°С //Экспозиция Нефть Газ. – 2016. – №. 6. – С. 68-70.
2. Фёдоров А. В., Ушаков Л. А., Епихин А. В. Разработка экспериментального стенда для имитации износа эластомера ротором винтового забойного двигателя в присутствии дизельного топлива //Проблемы геологии и освоения недр: труды XXI Международного симпозиума имени академика МА Усова студентов и молодых ученых, посвященного 130-летию со дня рождения профессора МИ Кучина, Томск, 3-7 апреля 2017 г. Т. 2.— Томск, 2017. – 2017. – Т. 2. – С. 543-545.
3. Антипов В. В., Кухаренко Е. И. Классификация направлений модернизации винтового забойного двигателя //Проблемы геологии и освоения недр: труды XXI Международного симпозиума имени академика МА Усова студентов и молодых ученых, посвященного 130-летию со дня рождения профессора МИ Кучина, Томск, 3-7 апреля 2017 г. Т. 2.—Томск, 2017. – 2017. – Т. 2. – С. 454-455.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТАБИЛЬНОСТИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ В ГОРНОМ МАССИВЕ

Д.А. Балашов

Научный руководитель – инженер Д.В. Коношонкин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Стабильность ствола скважины при бурении должна быть точно оценена, а траектория скважины - спроектирована таким образом, чтобы процесс бурения был максимально безопасным ввиду обрушения стенок ствола. Например, при достижении целевой глубины скважина пересекает породы с различными механическими

свойствами и спектром напряжений ввиду свойств и геологических особенностей; поэтому наименее стабильные горные породы должны быть вскрыты скважиной и пройдены вертикально во избежание формирования избыточных тангенциальных напряжений вблизи ствола, что снизит риск обрушения стенок скважины (рис. 1).

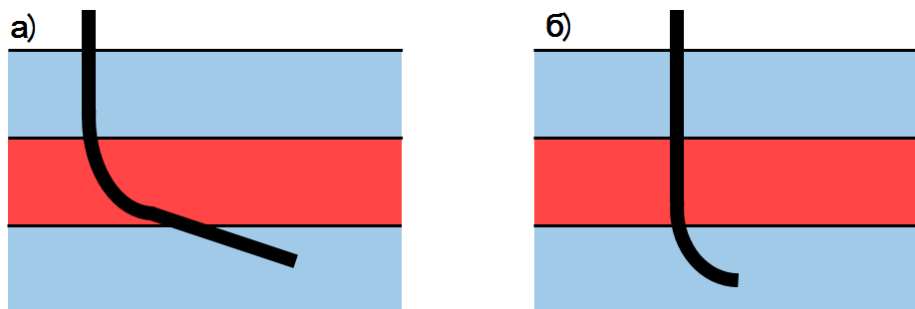


Рисунок 1. Зависимость точки начала набора угла от стабильности массива: а) набор угла спроектирован в неустойчивом массиве; б) набор угла спроектирован в устойчивом массиве

Также, породы могут характеризоваться критическим значением набора угла, поэтому траектория бурения должна быть спроектирована таким образом, чтобы набор угла скважины не производился в массиве, не подходящем для этого, либо набор угла должен быть минимизирован.

Невыполнение этих условий может привести к нарушению стабильности ствола ввиду обрушения стенок скважины [1]. Это может привести к следующим отрицательным моментам:

1. Моделирование траектории бурения, отличающейся от наиболее безопасной, может привести к невозможности использования наиболее дешевого бурового раствора на водной основе, что потребует использования раствора на полимерной основе, оказывающего укрепляющее воздействие на стенки;
2. Обрушение стенок приведет к уменьшению скорости проходки ввиду избыточного количества шлама в стволе, некачественной циркуляции раствора, что удорожает бурение скважины;
3. Обрушение пород приведет к локальному увеличению диаметра ствола скважины, что потребует большего объема цемента при проведении цементирования;
4. Критический случай, при котором проводить дальнейшее бурение будет невозможно, потребует спуска дополнительной обсадной колонны для изоляции проблемного интервала. Это удорожает стоимость скважины и может привести к тому, что спустить НКТ нужного диаметра для оптимальной работы скважины может быть невозможно;

Основной задачей работы является изучения влияния геологических условий на стабильность ствола скважины с целью оптимизации процесса бурения, снижения рисков и выбора наиболее безопасного и экономически выгодного способа бурения и траектории скважины.

Ввиду того, что на работающем месторождении в большинстве случаев бурение производится с кустовых площадок, с целью минимизации затрат на отсыпку нового куста для бурения рекомендуется использование имеющихся кустов. Именно проблема выбора куста и является основной неоднозначностью при проектировании бурения (рис. 2).

При расчете стабильности бурения получено, что с куста 1 наиболее оптимальным вариантом является бурение траектории типа «S-shape» ввиду нестабильных пород сразу выше пласта; с куста 3 – траектория «Build and Hold» как наиболее простая при отсутствии существенных проблем при бурении, куст 2 позволяет прийти до целевой точки при соблюдении вертикальности ствола на небольшой глубине («deep kick off»), более устойчивые породы ниже позволяют производить резкий набор угла (рис. 3). При оценке экономической эффективности в данном случае траектория «Deep Kick Off» является самой выгодной при условии безопасного бурения [2].

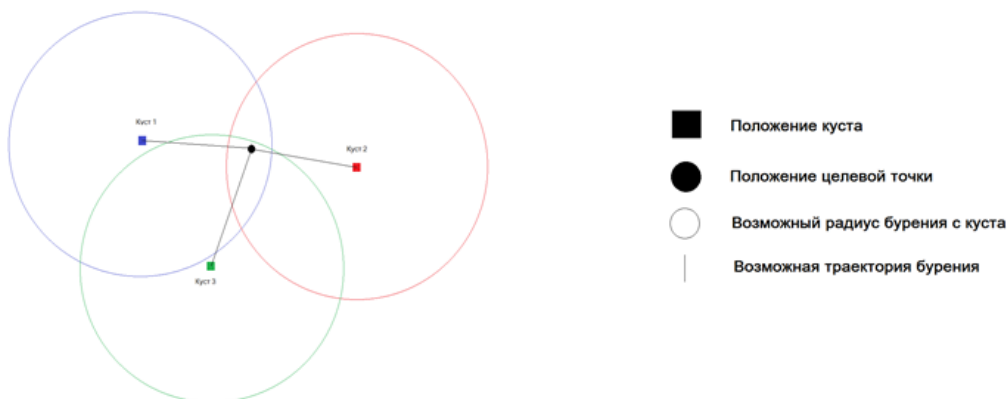


Рисунок 2. Возможные траектории бурения проектной скважины

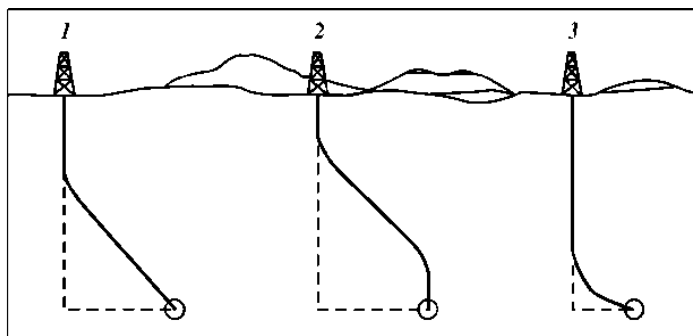


Рисунок 3. Разновидности траекторий бурения: 1 - Build and Hold, 2 - S-shape, 3- Deep Kick Off

Литература

1. Зотеев, О.В. Геомеханика: Учебное пособие. – Екатеринбург: УГГУ, ИГД УРО РАН, 2003. – 252 с.
2. Zoback D., Mark Reservoir Geomechanics/ interdisciplinary book – Cambridge: Cambridge University Press, 2010. – 461 p.

ЭФФЕКТ ПОЛЯРНОСТИ НАПРЯЖЕНИЯ ПРИ ЭЛЕКТРОИМПУЛЬСНОМ БУРЕНИИ

И.В. Бугаев, С.Ю. Дацкевич, М.Ю. Журков, А.С. Юдин

Научный руководитель – профессор В.Ф. Важов

Национальный Исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Электроимпульсный (ЭИ) способ разрушения твердых диэлектрических и полупроводящих тел, открытый в Томском политехническом университете (Россия) [2], является принципиально новым и соответствует многим критериям эффективного разрушения горных пород и искусственных материалов.

При воздействии импульса высокого напряжения субмикросекундной длительности на горную породу в электроизоляционной жидкости (в том числе и в воде) происходит внедрение канала разряда в породу. Это явление – основа ЭИ способа разрушения твердых тел. В канале разряда за время несколько микросекунд выделяется энергия, запасенная в источнике высоковольтных импульсов. В объеме горной породы развиваются процессы подобные взрыву – происходит электровзрыв. Рабочим телом, разрушающим горную породу, является плазма канала разряда, которая возобновляется от разряда к разряду, т.е. не изнашивается и не стареет. В самой сущности ЭИ способа заложена возможность достижения более высокой в сравнении с механическими способами эффективности разрушения с низкими энергетическими затратами. Эти преимущества особенно ярко проявляются при бурении скважин большого диаметра в крепких и очень крепких горных породах. При этом наблюдается слабый износ бурового наконечника, который позволяет бурить без замены сотни метров. Возникновение первичного канала разряда как с катода, так и с анода имеет одинаковую физическую природу. Различие состоит в том, что при разряде с катода в его формировании участвуют преимущественно несобственные электроны, инжектированные с катода, а при разряде с анода – собственные электроны из мелких донорных уровней диэлектрика, что существенно влияет на скорость развития разряда.

Скорость развития канала разряда влияет на вероятность внедрения канала в горную породу: чем выше скорость, тем выше вероятность внедрения, т.е. применение при ЭИ бурении импульсного напряжения положительной полярности повышает вероятность внедрения и, как следствие, эффективность бурения. Кроме этого известно, что эффект полярности влияет на пробивные напряжения горных пород. Для внедрения канала разряда в породу существенным является полярность высоковольтного электрода. Для диэлектриков и горных пород пробивное напряжение на положительной полярности ниже, чем на отрицательной. Эффективнее проводить ЭИ бурение при отрицательной полярности импульса напряжения, так как при этом пробивное напряжение жидкости наибольшее, однако практическую значимость имеют также величина объема разрушения, которая при отрицательной полярности импульса значительно меньше [3].

В настоящее время имеет место значительный интерес к использованию ЭИ способа для бурения геотермальных скважин большого диаметра (400 мм и более) и большой глубины (более 3500 м), где предпочтительнее использовать импульсы отрицательной полярности [5]. Ожидается, что использование ЭИ способа для бурения геотермальных скважин позволит снизить затраты на получение скважины до 30% [4], вследствие чего данный альтернативный источник энергии станет доступным для широкого использования.

Абсолютное большинство работ по ЭИ бурению осуществлялось на положительной полярности импульса напряжения. Большое практическое значение имеет эффективность реального бурения горных пород для разных полярностей рабочего напряжения. Источником высоких импульсных напряжений разной полярности является генератор Аркадьева-Маркса, обладающий простой конструкцией, высокой надежностью, возможностью регулировок энергетических параметров.

Нами разработан ЭИ буровой снаряд диаметром 219 мм, на котором закреплен буровой наконечник диаметром 310 мм с расстоянием между электродами $S = 40$ мм, состоящий из восьми пар электродов (рис. 1).



Рис. 1 Электроимпульсный буровой наконечник после экспериментального бурения

Бурение скважины проводилось в экспериментальном образце горной породы, сооруженном на площадке ТПУ из гранита крепостью по шкале М. Протодяконова $F = 16$ Новобибеевского месторождения (Новосибирская область), высотой 15 м. Для обеспечения эффективного удаления шлама из скважины использовался насос производительностью 1660 $\text{дм}^3/\text{мин}$. Промывка скважины осуществлялась загрязненным трансформаторным маслом, как средой практически не влияющей на эффект разрушения. Применялся прямой способ промывки. Общая глубина бурения на положительной полярности 5,79 м, на отрицательной – 6,22 м. Известно, что скорость ЭИ бурения зависит от частоты следования импульсов линейно вплоть до 24 имп/с [1].

Диапазон изменения частот в данной работе составил 2,9 – 5,6 имп/с. Анализ результатов бурения осуществлялся для частоты 5 имп/с. В таблице 1 приведены средние значения полученных результатов для обеих полярностей напряжения.

Таблица 1

Характеристики бурения

$U_{\text{пр}}$, кВ	h, см	f, имп/с	Q, $\text{см}^3/\text{имп}$	$W_{\text{вд}}$, Дж/см ³	M, Дж/см	V_5 , м/ч
положительная полярность						
286	579	3,4 - 5,6	1,51	1,06	318	0,280
отрицательная полярность						
275	622	2,9 - 5,1	1,44	1,03	388	0,285

В таблице: $U_{\text{пр}}$ – рабочее напряжение; h – глубина бурения; f – частота следования импульсов; Q – производительность бурения за 1 импульс; W – энергозатраты; M – энерговклад в канал пробоя; V_5 – скорость бурения при f = 5 имп/с.

В таблице 1 указаны средние значения для всех циклов. На рис. 2 приведены результаты бурения по циклам для обеих полярностей напряжения, приведенные к частоте следования импульсов f = 5 имп/с.

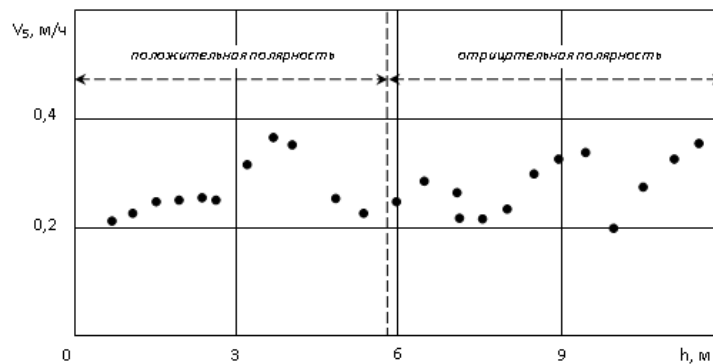


Рис. 2 Результаты электроимпульсного бурения для V_5

На основании полученных нами результатов можно утверждать, что эффект полярности для пробивного напряжения практически отсутствует. Это один из важных показателей ЭИ пробоя горных пород. При ЭИ бурении эффект полярности может проявляться не только в изменении пробивного напряжения, но и в показателях разрушения: производительность Q, энергозатратах, скорость бурения V. Из таблицы 1 следует, что перечисленные показатели с учетом точности измерений (не менее 10%) и статистической достоверности полученных результатов не зависят от полярности импульса напряжения. Это, по-видимому, связано с многократным пробоем комбинированной среды горная порода-трансформаторное масло многоэлектродной системой бурового наконечника.

Литература

1. Важов В.Ф., Зиновьев Н.Т., Ушаков В.Я. Электроразрядная технология бурения скважин и разрушение железобетонных изделий. – Томск: Изд-во ТПУ, 2016. – 312 с.
2. Воробьев А. А., Воробьев Г. А., Чепиков А. Т. Закономерность пробоя твердого диэлектрика на границе раздела с жидким диэлектриком при действии импульса напряжения //Свидетельство на открытие № А-122 от. – 1998. – Т. 29.

3. Семкин Б.В., Усов А.Ф., Курец В.И. Основы электроимпульсного разрушения материалов. – СПб.: Наука, 1995. – 276 с.
4. Lehmann F., Anders E., Voigt M., Reich M., Kunze G. Electric Impulse Technology – Long Run Drilling in Hard Rocks // Oil and Gas European Magazine, 2015. – V.41(1). – P. 42-45.
5. Schiegg H.O., Rødland A., Zhu G., Yuen D.A. Electro-Pulse-Boring (EPB): Novel Super-Deep Drilling Technology for Low Cost Electricity // Journal of Earth Science, 2015. – V.26. – №1. – P. 037-046.

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕРМИЧЕСКОГО БУРА ДЛЯ БУРЕНИЯ ТВЕРДЫХ ГОРНЫХ ПОРОД В.Ю. Боровой

Научный руководитель доцент В.В. Тихонов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время технология бурения является самым распространенным способом поиска и добычи полезных ископаемых. Классифицировать бурение можно по различным признакам по принципу, по виду привода породоразрушающего инструмента, по ориентации инструмента, забойному давлению и т.д. В данном случае рассматривается бурение по принципу – это механическое (вращательное, ударное, взрывное), термическое, химическое, комбинированное. На сегодняшний день в России используется преимущественно механическое бурение, поскольку оборудование для данного типа серийно налажено и унифицировано, например «ООО Борец» крупнейший производитель в России буровых установок и запчастей к ним [2]. Но такой способ бурения не всегда целесообразен если на пути бурения встречаются породы высокой механической прочностью и твердостью пород, например железистый кварцит имеет прочность на сжатие при небольшом содержании силикатов 370 – 400 МПа [2], при встрече с такой преградой бур будет быстро изнашиваться и придти в негодность. Поэтому в 50-х гг было предложено термическое бурение.

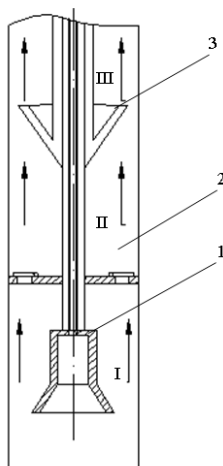


Рис.1 – Схема термического бора с комплектацией: 1. Горелка; 2. кольцо с ограничительными клапанами; 3. Эжекторный насос

Данный способ бурения основан на разрушении горных пород на забое скважин высокотемпературными газовыми струями, вылетающими с огромной скоростью из сопел горелки [2]. Огнеструйная горелка представляет собой рабочий инструмент станка термического бурения, состоит из форсунки эжекторного типа для подачи жидкого горючего или газообразного и окислителем (керосин + кислород, водород + кислород). Охлаждение горелки осуществляется водой. Расстояние между срезом сопла горелки и забоем скважины 0,1 – 0,15 [2]. Температура потока струи газов варьируется от 1000 – 2000 °С при окислении сжатым воздухом и до 3000 °С при окислении кислородом, скорость струи 1800 – 2200 м/с, давление воздуха 600 – 800 кПа [1]. При воздействии высоких температур на породы, обладающие плохим коэффициентом теплопроводности и высокой твердостью разрушаются на мелкие хлопья и удаляются давлением газов от рабочего органа (горелки) [5]. Продукты разрушения породы удаляются из скважины восходящим газовым потоком, образуемым из смеси продуктов сгорания, которая выбрасывается в атмосферу вентилятором.

Одним из главных недостатков термического бурения, ограниченность глубины бурение, так как продукты разрушения удаляются восходящим газовым потоком, давление которого уменьшается с увеличением глубины скважины. Автором работы предлагается усовершенствовать конструкцию термического бора, комплектуя бур так называемым кольцом с ограничительными клапанами и эжекторным насосом (на рисунке 1 изображен термический бур с комплектацией и зонами технологических процессов).

Горелка и кольцо с ограничительными клапанами должно изготавливаться из специальных жаропрочных сплавов. Как видно из предложенной схемы комплектации бора в результате наличия кольца с ограничительными клапанами создаются условия для горения и разрушения породы, и образуется «Зона термического разрушения породы – I». В зоне I порода разрушается и под давлением отходящего газа из горелки отводится через клапана кольца, которое не позволяет разрушенной породе вернуться в зону I и заглушить пламя. Когда порода отводится через кольцо, она попадает в следующую зону, «Зона заряджения – II». Данная зона предназначена для создания вспомогательного давления к давлению отходящих газов горелки, чтобы отвести разрушенные массы породы в «Зону транспортировки породы – III». В зоне транспортировки порода удаляется на поверхность с помощью эжекторного насоса перекачивающий воду для подхвата и вымывания породы на поверхность. Следует отметить, что эжекторный насос является рабочим органом для II и III зоны и мощности его должно быть достаточно как для создания вспомогательного давления, так и для транспортировки разрушенных пород. В зависимости от глубины бурения в зоне транспортировки иногда целесообразно использовать несколько насосов, поскольку поднять массу породы и воду одного насоса может быть недостаточно.

Проанализировав блок-схему предложенной конструкции термического бура, можно сделать вывод, что на больших глубинах буровых шахт, основными факторами работоспособность данной машины это технические характеристики эжекторного насоса так как благодаря нему создаются следующие условия:

- 1) Создается условие горения газожидкостной смеси
- 2) Термическое разрушение выбуренной породы
- 3) Транспортировка

Литература

1. Дмитриев А.П., Гончаров С.А. Термическое и комбинированное разрушение горных пород. – М.: Недра, 1978. – 304 с.
2. Горная энциклопедия: В 5 т./ Гл. ред. Е.А. Козловский. – М.: Т.1: – Геосистема. – 1984. – 560 с.
3. Колев К.Л., Слокосин В.Г., Янченко Г.А. Исследование преобразования тепловой энергии в механическую при термическом разрушении горных пород в режиме шелушения // Ежегодник Софийского горно – геологического института – София, 1983 – 1984. – Том XXX. – Св. III. – С. 59 – 68.
4. Лыков А.В. Теория теплопроводности: Учебное пособие для вузов. – М.: Высшая школа, 1967. – 599 с.
5. Янченко Г.А., Степанчук Г.Н., Булычева Е.С. К расчету времени единичного цикла поверхностного хрупкого термического разрушения горных пород // Горный информ. – аналит. Бюлл. – М.: Изд – во МГГУ, 2002. - № 10. – С. 67 – 69.

ИССЛЕДОВАНИЯ ЗАВИСИМОСТИ УГЛА ПЕРЕКОСА ЗАБОЯ ОТ ЭКСЦЕНТРИСИТЕТА ПРИЛОЖЕНИЯ УДАРА

А.Е. Головченко

Научный руководитель профессор В.В. Нескоромных
Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

Экспериментальные работы по исследованию зависимости угла перекоса забоя от эксцентриситета приложения удара производились на базе кафедры Технологии и техники разведки Сибирского федерального университета на специально оборудованном стенде, позволяющем симитировать процесс передачи на забой внецентренного ударного импульса. Схема стенда представлена на рисунке 1.

Стенд включает направляющую трубу 1, установленную и закреплённую строго вертикально, ударник 2, долото 3 с шариком 4 и плоскопараллельный блок горной породы 5. Долото 3 оснащено восьмью породоразрушающими вставками из сплава ВК со сферическими рабочими поверхностями радиусом 5 мм и располагаемые по периметру торца долота 3 с равным шагом. Ударный импульс от ударника 2 к породе передаётся через шарик 4, что позволяет, меняя положение шарика 4 на поверхности долота 3, изменять эксцентриситет приложения удара. Установка величины эксцентриситета приложения удара производится путём размещения шарика 4 в одной из специально изготовленных лунок на верхнем торце долота (рис. 2). Данное решение позволяет производить экспериментальные работы с достаточной точностью. Труба 1 представляет собой бурильную трубу диаметром $\varnothing 108$ миллиметров и длиной 3 метра

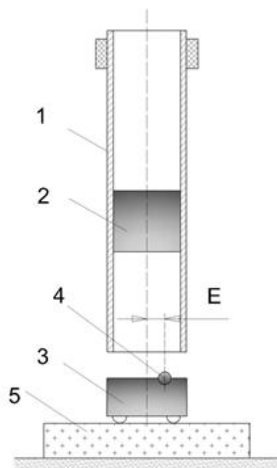


Рис. 1 Схема стенда для исследования процесса разрушения горной породы внецентренными ударными импульсами

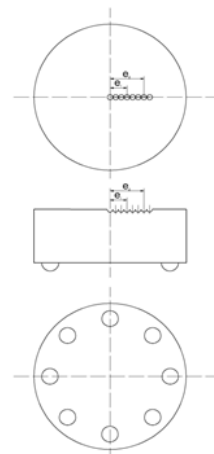


Рис. 2 Принципиальная схема устройства долота

Методика проведения эксперимента. Ударник 2 устанавливается в верхней части направляющей трубы 1 на определённом расстоянии от долота и фиксируется путём подвешивания на нити. Затем ударник освобождается от фиксации и перемещается под действием собственной силы тяжести вниз, нанося удар по шарик 4. Шарик передаёт ударный импульс на долото 3 с определённой величиной эксцентриситета, регулируемой путём перемещения шарика по лункам, находящимся на верхнем торце долота. Долото же,

находящееся на блоке горной породы, воспринимая внецентренный ударный импульс от шарика, производит её разрушение посредством воздействия породоразрушающих элементов на верхний торец блока горной породы. По окончании цикла разрушения в блоке горной породы образуется восемь лунок разрушения. Блоки горной породы были изготовлены из мрамора, гранита и дюралюминия.

После проведения эксперимента лунки разрушения готовились к проведению замера глубины и объёма разрушенной горной породы. Для этого они тщательно очищались от продуктов разрушения и смазывались маслом. Замер глубины лунок разрушения производился индикатором глубины часового типа ИЧ-10, производящим замер с точностью 0,01 миллиметр. Исследование зависимости угла перекоса забоя от эксцентриситета приложения удара проводилось на стенде (рис.1) по методике, приведённой выше. Глубина лунок разрушения в мраморе, граните и дюралюмине определялась индикатором часового типа с точностью 0,01 мм. В дюралюмине и мраморе глубина лунок определялась по отпечатку вставок, а в граните, из-за выкола породы, по полной глубине. Сравнение двух методов измерений на граните и мраморе показало сходимость результатов.

Угол перекоса забоя определялся исходя из разницы глубин двух противоположных центру долота лунок разрушения, находящихся в плоскости нанесения внецентренного удара (рис.3).



Рис. 3 Схема, поясняющая формирование перекоса забоя вследствие реализации разрушения горной породы внецентренными ударными импульсами

Вычисление угла перекоса забоя производилось по формуле:

$$\gamma = \arctg \frac{\Delta h}{D}$$

где Δh – разница глубин лунок разрушения, м;

D – расстояние между лунками, м.

В результате единичного цикла разрушения горной породы получается восемь лунок разрушения, форма, глубина и объём которых зависят от параметров ударного механизма.

Отмечено, что при нанесении центрального удара лунки разрушения имеют относительно одинаковую форму и размер (рис. 4), в то время как при нанесении внецентренного удара лунки разрушения различны: со стороны нанесения удара лунки имеют больший объём и площадь разрушения, в то время как с обратной стороны лунки значительно меньше, вплоть до их отсутствия (рис. 5). Данное явление можно объяснить с позиции неравенства нормальных напряжений под породоразрушающими вставками при нанесении внецентренного удара: их максимальные значения наблюдаются под вставками, расположенными со стороны точки приложения удара. Вытянутая форма лунок разрушения подтверждает наличие тангенциальных сдвиговых усилий в плоскости забоя.

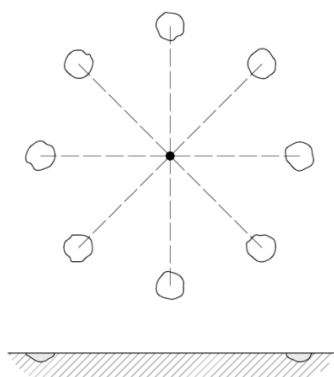


Рис. 4 Форма лунок разрушения при нанесении центрального удара

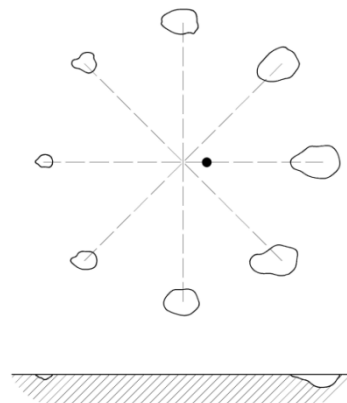


Рис. 5 Форма лунок разрушения при нанесении внецентренного

Тангенциальные ударные усилия приводят к изменению формы, повышению размеров лунок разрушения и обеспечивают отделение от забоя части массива горной породы, которая испытала разрушающее действие, разделена трещинами, но еще удерживается в лунках разрушения силами внутренних связей породы [1].

Способ направленного бурения приложением внецентренных ударных импульсов может применяться при пневмоударном бурении как без керна, так и с отбором керна. При этом возможно получение искривления с высокой механической скоростью и сплавным набором кривизны. Данный способ открывает возможность бурения скважин в анизотропных и перемежающихся по твердости горных породах с минимальной интенсивностью искривления и с высокой производительностью, т.к. исключает применение технических средств корректировки направления скважины путём компенсации отклоняющих сил, изгибающего момента, действующих со стороны забоя и формирующих направление скважины [2]. Компенсация обозначенных сил и моментов может осуществляться ориентацией забойной ударной машины–отклонителя в направлении, противоположном направлению естественного искривления. Эксцентриситет приложения удара может определяться экспериментально, в том числе непосредственно при проходке скважин, а также расчётом [3].

Проведённые экспериментальные исследования и теоретические расчёты позволяют выявить и подтвердить перспективность предлагаемого способа разрушения горных пород. Разработана конструкция забойной машины для реализации способа разрушения горных пород внецентренными ударными импульсами с целью интенсификации процесса разрушения породы, а также для формирования направленной кривизны скважины. Разработана конструкция долота для забойной машины, применение которого увеличивает объёмы разрушения горных пород вследствие создания тангенциальных напряжений в плоскости забоя.

Литература

1. Нескоромных В. В. Направленное бурение и основы кернометрии. – 2012.
2. Нескоромных В. В. Технические средства для искусственного искривления геологоразведочных скважин: курс лекций //Иркутск: Изд-во ИрГТУ. – 1995.
3. Нескоромных В.В., Фахрутдинов А.А. «Исследование возможности формирования ствола различной кривизны в скважинах внецентренными точечными ударами (статья)». Известия ВУЗов "Геология и разведка", М., №2, 1995.

РАСЧЕТНО-ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НАНОЧАСТИЦ ДЛЯ УЛУЧШЕНИЯ СВОЙСТВ БУРОВОГО РАСТВОРА

В.А. Жигарев, А.В. Минаков, Е.И. Михиенкова

Научный руководитель – доцент А.В. Минаков

Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

В практике буровых работ, несмотря на применение новых технических средств, технологий, материалов и реагентов затраты на ликвидацию осложнений по-прежнему остаются высокими. В балансе календарного времени строительства скважин эти затраты составляют 6-10 %. Ежегодные убытки исчисляются сотнями миллионов рублей. В сложившейся ситуации наметилась тенденция увеличения объемов сервисных услуг, в том числе в области применения буровых растворов. Сервисные компании и буровые предприятия уделяют повышенное внимание качеству применяемых компонентов буровых растворов, что приобретает особую актуальность в связи с перемещением основных объемов буровых работ в труднодоступные районы и водоохранные зоны. В этих условиях одним из направлений повышения технико-экономических показателей и экологической безопасности строительства скважин является внедрение ресурсосберегающих технологий с использованием новых материалов и реагентов многофункционального действия. Одними из новых материалов, которые стали применять для создания буровых растворов являются наножидкости. Наножидкости стали использоваться для снижения коэффициента трения буровой трубы и стенок скважины и предотвращения таких явлений как прихват буровой колонны. В ряде работ [5,6] показано, что добавка наночастиц в буровой раствор на водной основе способна на 20-30% снизить коэффициент трения. Это делает такие растворы конкурентно способными по сравнению с растворами на углеводородной основе, применение которых ограничивается природоохранными требованиями. Поэтому одним из приоритетных направлений повышение эффективности сооружения скважин является разработка и исследование новых промывочных растворов с добавлением частиц нано размеров.

Поэтому целью данной работы было расчетно-экспериментальное исследование влияния добавления наночастиц в буровой раствор.

Для экспериментального исследования использовалась базовая модель бурового раствора, она представляла собой водную суспензию глинистого раствора. Массовая концентрация глины 5%. Далее к базовой модели добавлялись наночастицы с целью получения растворов с различной концентрацией. Полученные растворы исследовались на ротационных вискозиметрах OFITE НРНТ с целью получения реологических характеристик растворов. Диапазон скоростей вращения: 0,01-600 грм. Точность поддержания скорости: 0.001 грм. Диапазон скорости сдвига: 0.01-1022 s⁻¹. Погрешность измерения вязкости 2%. Данные по реологическим характеристикам приведены в таблице 1. Были проведены лабораторные испытания для 4 различных концентраций для одного материала наночастиц, в качестве наночастиц в работе рассмотрены частицы оксидов кремния с размером 5 и 50 нанометров.

Таблица 1

Реологические показатели исследуемых буровых растворов с добавлением наночастиц SiO₂

№	φ, %	5 nm		50 nm	
		n	K, Pa·s ⁿ	n	K, Pa·s ⁿ
1	0	0,658	0,0689	0,658	0,0689
2	0,5	0,527	0,354	0,656	0,0705
3	1	0,523	0,369	0,658	0,0691
4	2	0,538	0,348	0,655	0,074

Из анализа полученных данных видно, что добавление наночастиц влияет на реологию суспензии даже при очень низких концентрациях. С увеличением концентрации наночастиц снижается показатель степенной модели для мелких частиц более сильная зависимость чем для крупных, а индекс консистенции, для мелких частиц падает, а для крупных частиц напротив, возрастает. Помимо концентрации наночастиц многие авторы также отмечают влияние размеров наночастиц на реологию буровых растворов. Matthew M. Barry et al [1] сообщают, что при одинаковой концентрации наночастицы Fe₂O₃ размером 3нм, гораздо сильнее увеличивают реологические свойства глинистого бурового раствора, чем те же частицы размером 30 нм. Аналогичные выводы были получены в работе [4] для частиц оксида кремния. Полученные в ходе лабораторных исследований реологические характеристики буровых растворов использовались в расчетах. Для расчета течения бурового раствора в кольцевом канале использовалась методика расчета перепада давления для неньютоновских жидкостей в кольцевых каналах [2-3]. Параметры расчета приведены в таблице 2.

Таблица 2

Параметры расчетов

D ₁ , м.	0,0889
D ₂ , м.	0,1346
G, кг/с.	17,416
ρ, кг/м ³	1050

В ходе расчетов были получены значения перепада давления для буровых растворов в зависимости от концентрации и размеров наночастиц. А также исследована зависимость эффективности выноса шлама от концентрации частиц в буровом растворе. Результаты расчетов представлены на рисунке 1.

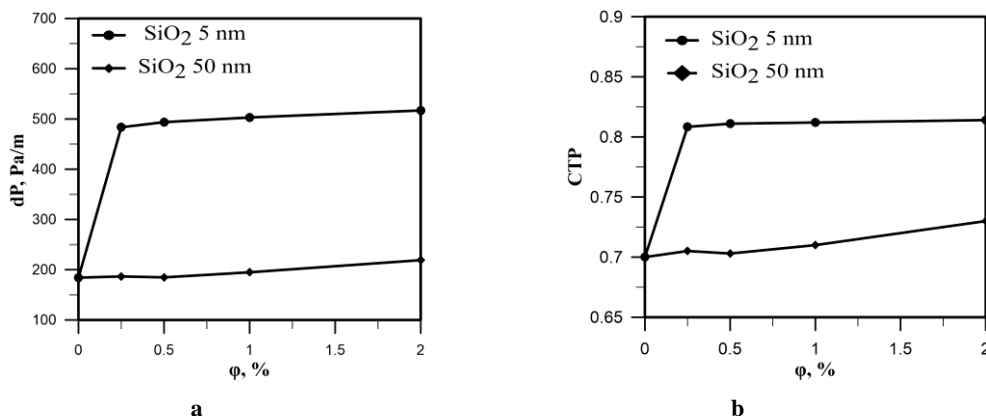


Рис. 1 а) Зависимость перепада давления от концентрации и размера наночастиц, б) эффективность выноса шлама от концентрации наночастиц в растворе

Как видно из рисунка 1 добавление наночастиц малого размера приводит к повышению перепада давления с ростом концентрации содержания наночастиц. В качестве количественных параметров, определяющих эффективность удаления шлама, была взята величина производительности переноса шлама (СТР) определялась как отношение вертикальной скорости частиц осадка, усредненное по объему ствола скважины, к скорости бурового раствора, усредненной таким же образом. При этом СТР = 1 означает, что осадок движется в среднем со скоростью бурового раствора, а эффективность очистки скважины максимальна, а СТР = 0 означает, что частицы осадка не транспортируются. Как видно из рисунка 1 добавление наночастиц приводит к росту эффективности удаления шлама. В дальнейшем запланировано провести исследования зависимости перепада давления и величины выноса шлама от материала наночастиц.

Исследование выполнено при финансовой поддержке Российского научного фонда в рамках проекта № 17-79-20218.

Литература

1. Barry M. M. et al. Fluid filtration and rheological properties of nanoparticle additive and intercalated clay hybrid bentonite drilling fluids //Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2015. – Т. 127. – С. 338-346.
2. Gavrilov A. A. et al. A numerical algorithm for modeling laminar flows in an annular channel with eccentricity //Journal of Applied and Industrial Mathematics. – 2011. – Т. 5. – №. 4. – С. 559-568.
3. Zhigarev V. A. et al. Studying laminar flows of power-law fluids in the annular channel with eccentricity //Journal of Physics: Conference Series. – IOP Publishing, 2017. – Т. 899. – №. 9. – С. 092016.
4. Riveland F. A. Investigation of nanoparticles for enhanced filtration properties of drilling fluid : дис. – Institutt for petroleumsteknologi og anvendt geofysikk, 2013.
5. Люгай Д. В., Шарафутдинов З. З. Управление поведением дисперсных систем в строительстве скважин с применением нанотехнологий //Вести газовой науки. – 2010. – №. 1 (4).
6. Хузина Л. Б., Петрова Л. В. Методы снижения сил трения при разработке месторождений горизонтальными скважинами //Сетевое издание «Нефтегазовое дело». – 2012. – №. 5. – С. 62-68.

АНАЛИЗ, МОДЕЛИРОВАНИЕ И ПОИСК СПОСОБОВ ОПТИМИЗАЦИИ ПРОЦЕССОВ РАСТВОРЕНИЯ ПОЛИМЕРНЫХ РЕАГЕНТОВ ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

А.С. Королев, С.С. Черенев

Научный руководитель – профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день редко можно встретить скважину, при строительстве которой не использовались бы полимеры. В связи с этим их изучению и модернизации отводят большое количество времени и денежных средств.

Однако в условиях промысла зачастую возникают проблемы при приготовлении буровых промывочных жидкостей. Частицы полимера слипаются, что приводит к неполному их растворению. В свою очередь это приводит к не достижению буровым раствором заданных технологических параметров и, как следствие, увеличению вероятности возникновения осложнений, а также потере полимера в системе очистки. Таким образом, цель данной работы заключается в поиске способов оптимизации процесса растворения полимерных материалов при применении их в бурении нефтяных и газовых скважин.

В ходе данной работы будут решены следующие задачи: проведение обзора применяемых в бурении полимеров, анализ процессов и математических моделей растворения полимерных материалов, формулирование способов повышения скорости растворения полимеров.

Полимеры могут быть классифицированы как:

- природные материалы;
- модифицированные природные материалы;
- синтетические материалы [1].

Наиболее часто используются модифицированные природные материалы. Наиболее яркие представители – КМЦ и ПАЦ. Данные реагенты в буровых растворах преимущественно выполняют функции понизителей фильтрации и регуляторов реологических свойств.

Существует пять основных подходов к моделированию процесса растворения полимера:

1. феноменологические модели с уравнениями Фика;
2. модели с внешним массообменом как процессом, контролирующим процесс растворения полимера;
3. модели релаксации стресса и молекулярные теории;
4. анализ с использованием моделей переноса для законов набухания и законы масштабирования для «распутывания» цепей;
5. модели континуума [2].

Для полимеров, используемых в бурении, процесс набухания длится сравнительно малый промежуток времени по сравнению со временем непосредственно растворения [3]. Таким образом, для описания процесса их растворения на первом этапе будет достаточным применение модели внешнего массообмена – модели Хиксона Кроуэла. Данная модель наиболее распространена в теории растворения и на данный момент применяется в том числе при исследовании растворения лекарственных средств [4].

Эта модель основана на базовом физическом предположении, что скорость растворения будет зависеть от площади поверхности полимера, соприкасающегося с растворителем. То есть, чем выше дисперсность порошка полимерного реагента – тем выше скорость растворения. Конечное уравнение (1) представляется в виде:

$$F(t) = 1 - \left(1 - \frac{\alpha_D m_D}{r_D \rho} t\right)^3 \quad (1)$$

Где $F(t)$ – функция, характеризующая долю растворившегося полимера; α_D – коэффициент пропорциональности, зависящий от природы полимера, с/м^2 ; m_D – масса полимера в загрузке, кг; r_D – эффективных начальный радиус растворяющейся частицы полимера, м; ρ – плотность полимера, кг/м^3 ; t – время, с.

Из полученных уравнений видно, что скорость растворения частицы полимера обратно пропорциональна ее эффективному радиусу, что подтверждает предположение о том, что увеличение степени

дисперсности увеличит скорость растворения полимера. Однако, частицы полимера любого размера при контакте с водой образуют крупные агломераты (>5 мм) вследствие образования гидратной оболочки вокруг них. Появление таких агрегатов обуславливает уменьшение площади поверхности контакта полимера с растворителем, что в свою очередь увеличивает суммарное время растворения. Таким образом, необходимо замедлить процесс гидратации.

Полимеры, используемые в бурении, являются полярными и хорошо растворяются только в полярных растворителях. Исходя из этого был предложен способ диспергирования сухого полимера в неполярной жидкости, не вызывающей набухания и растворения полимера. Для первоначальных испытаний в качестве такой жидкости был выбран оксаль Т-92, который представляет собой продукт дополнительной переработки высококипящих побочных продуктов производства диметилдиоксана, содержит примерно в равных количествах диоксановые эфиры и спирты и много- и одноатомных спирты.

При диспергировании полимера в оксале Т-92, последний равномерно обволакивает все частицы. За счет этого при попадании такого полимера в воду не наблюдается прежнего агрегатирования частиц, поскольку время до смыва пленки с их поверхности достаточно для распределения частиц на расстояние, на котором образование гидратной оболочки оказывает существенно меньшее влияние на дальнейший процесс растворения. Однако это время незначительно, что позволяет не учитывать его в модели в первом приближении.

Эксперименты показали существенный рост скорости растворения в результате применения суспендированного полимера. В опытах контролировался наиболее показательный технологический параметр бурового раствора – показатель фильтрации. Выбор именно этого параметра обусловлен его меньшей чувствительностью к пенообразованию в растворе, вызванном добавлением оксала Т-92, который проявляет слабые поверхностно-активные свойства в воде. Так, если бы была выбрана в качестве контрольного параметра вязкость, результаты были бы существенно искажены.

Экспериментальные данные отображены на рисунке 1. Из полученного графика видно, что образец полимера при его вводе в сухом виде снижает показатель фильтрации в полном соответствии с теоретической зависимостью – то есть по мере увеличения концентрации растворенного полимера показатель фильтрации изменяется экспоненциально. Но картина кардинально меняется при вводе этого же полимера, но предварительно диспергированного в оксале Т-92. В этом случае наблюдается резкое падение показателя фильтрации, свидетельствующее о возросшей скорости растворения полимера. Таким образом, за минимально фиксируемое время в 5 минут полимер полностью растворяется и значение показателя фильтрации становится постоянным и соответствующим данной концентрации.

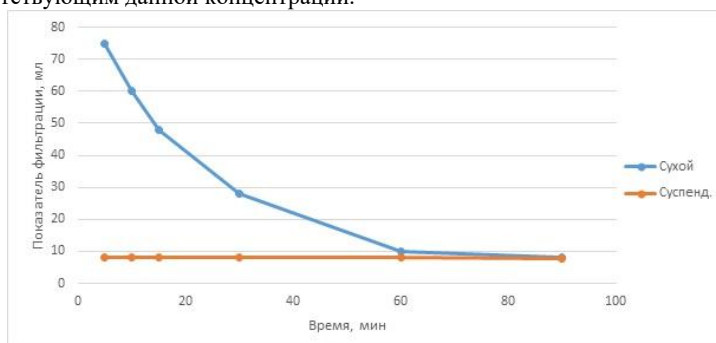


Рис. 1 График зависимости показателя фильтрации от времени растворения образцов полимера

Далее в соответствии с приведенной выше математической моделью был подобран коэффициент пропорциональности α_p , который бы наиболее полно соответствовал условиям эксперимента. Так, проведя ситовой анализ, из образца используемого полимера была отобрана фракция со средним диаметром 250 мкм. При вводе сухого полимера в модельный буровой раствор образовывались агрегаты со средним эффективным диаметром 2,5 мм. Плотность вещества полимера, согласно заявлению производителя, составляет 1,59 г/см³. В ходе эксперимента для каждого испытания бралась навеска полимера 2,5 г. Используя приведенные данные был подобран коэффициент α_p , который составил 0,045. Полученная зависимость $F(t)$ представлена на рисунке 2.

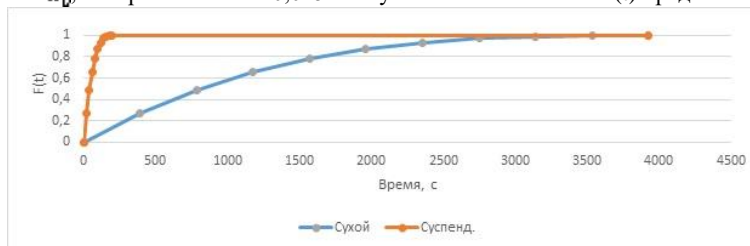


Рис. 2 График зависимости доли растворенного полимера от времени

Выводы: исходя из анализа полученных графиков можно сделать вывод, что полученная математическая модель достаточно точно отражает моменты достижения полного растворения полимера. По модели время полного растворения полимера, введенного в сухом виде, составляет 65,4 мин, что практически соответствует экспериментальным данным. Аналогично для суспендированного полимера время составило 3,3 мин, что также

подтверждает тот факт, что при данном вводе полимер растворяется менее, чем за 5 минут. Недостатком данной модели является то, что она не учитывает самой механики процесса растворения полимеров. Таким образом, дальнейшие работы в этой области будут направлены на формулировку фундаментальных уравнений процесса.

Литература

1. Caenn R., Darley HCH, Gray G. Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids / 7th Edition. – Gulf Professional Publishing, 2017. – 729 p.
2. Miller-Chou B. A., Koenig J. L. A review of polymer dissolution //Progress in Polymer Science. – 2003. – Т. 28. – №. 8. – С. 1223-1270.
3. Тагер А. А. Физико-химия полимеров: учеб. пособие для хим. фак. ун-тов под. ред. АА Аскадского. -4-е изд., перераб. и доп //М.: Научный мир. – 2007.
4. Иванов С.И. Моделирование процессов растворения и деформации твердых тел с использованием параллельных вычислений: дис. ... канд. техн. наук. Рос. хим.-технол. ун-т им. Д.И. Менделеева, Москва, 2013

САМОВОССТАНАВЛИВАЮЩИЙСЯ ЦЕМЕНТ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН

М.В. Кулюкин, А.В. Крымов

Научный руководитель – доцент Ю.М. Рыбальченко

**Южно-Российский государственный политехнический университет им. М.И. Платова,
г. Новочеркасск, Россия**

Повышение эффективности нефтедобычи в принципиальной мере зависит от решения проблемы высокоэффективного заканчивания скважин. В настоящее время в комплексе процессов заканчивания, самые существенные резервы для повышения продуктивности скважин имеются в области технологии разобщения пластов. Одним из главных показателей качества строительства скважин является цементирование обсадных колонн, в частности эксплуатационных – как завершающий и наиболее ответственный этап, успешность которого определяет длительную, безаварийную и эффективную эксплуатацию. В то же время, некачественное цементирование может значительно снизить экономическую целесообразность скважины, так как потребуются остановка добычи для производства дорогостоящих работ по исправительному цементированию. В худшем случае может полностью разрушить продукт труда многих участников строительства скважин.

Требования к тампонажным материалам (цементам) для заканчивания скважин определяется геолого-техническими условиями в скважинах. Цементный раствор должен сохранять свою подвижность во время транспортирования в заколонное пространство и сразу после окончания процесса затвердеть в безусловный камень с выполнением необходимых физико-механических свойств достаточно длительное время. Все эти процессы проходят в стволе скважины, где температуры и давления изменяются с глубиной, имеются поглощающие высоконапорные пласты, а также пласты с наличием минерализованных вод, нефти и газа. При таких изменяющихся условиях один тип цемента или одна и та же рецептура тампонажного раствора не могут быть приемлемы одинаково.

Незаполненное пространство скважины – это место, где формируется и впоследствии работает и разрушается тампонажный камень. Оно представляет собой "сосуд" без строго "выраженного" дна, ограниченного стенками скважины и наружной поверхностью обсадной колонны. [1-2]. Объем и расстояния между стенками не являются постоянными, как при транспортировании тампонажного раствора, так и в процессе работы тампонажного камня.

Высокое качество цементирования включает два понятия: герметичность обсадной колонны и герметичность цементного кольца за колонной. Качество цементирования скважин в настоящее время определяется неоднозначно, а соответствующие методы оценки дают противоречивые и взаимоисключающие результаты. Для обеспечения герметичности при наличии тампонажных растворов высокого качества необходимо создать контакт безусловного цементного камня, обсадной колонны и стенки скважины. Как показывает опыт крепления скважин у нас в стране и за рубежом, повысить качество разобщения пластов, применяя только комплекс мероприятий технического характера и усовершенствовать технологию цементирования, недостаточно. Важным условием надежного и долговременного разобщения пластов является качество формируемого цементного камня.

В процессе эксплуатации скважины, со временем, цемент подвергается воздействию напряжений вызванных гидравлическими испытаниями скважины на герметичность, повышением плотности бурового раствора, перфорированием обсадной колонны, операциями по интенсификации притока, притоком газа или значительным увеличением температуры в скважине. Любой из перечисленных факторов может повредить цементное кольцо. Во многих случаях возникающие повреждения цементного кольца представляют собой микрозазоры, которые настолько малы, что их практически невозможно выявить и еще труднее устранить. Даже чрезвычайно узкого микрозазора может быть достаточно для возникновения канала миграции флюида. Стоимость ремонтных работ, обусловленных такими повреждениями, достаточно высока. Добиться долговременного разобщения продуктивных интервалов можно используя цементы специального состава в качестве материала для герметизации затрубного пространства.

Сегодня основной интерес вызывает новый долговечный, самовосстанавливающийся цемент. [3]. Он был разработан для решения одной из основных проблем разобщения пластов, связанной с невозможностью устранения дефектов после схватывания цемента. Этот новый герметик набухает в присутствии углеводородов и заполняет трещины и микроразрывы, возникшие в цементе из-за изменения скважинных условий.

Многолетней отечественной и зарубежной промысловой практикой установлено, что оптимальный ствол для цементирования-это ствол с контролируемым давлением, минимальным искривлением, номинальным диаметром, стабилизированный, без бурового шлама, в котором имеется тонкая фильтрационная корка в интервалах проницаемых зон.

Использование общепринятого метода гидравлического испытания на герметичность, предусматривающего приложение внутреннего давления по всей обсадной колонне, также способствует возникновению радиальных трещин и отрыву цемента от колонны в тех местах, где эти трещины находятся близко к ней. Даже самые совершенные измерения дают только моментальную картину состояния цемента и его способности обеспечить разобщение пластов. Главным врагом цементного кольца в течение продолжительного срока эксплуатации скважины являются изменяющиеся скважинные условия, которые могут вызвать разрушение даже качественно размещенного цемента.

За столетнюю историю цементирования скважин основное внимание в поиске решения этой проблемы обращалась на размещение цементного раствора в заколонном пространстве. И только сравнительно недавно (в последние десятилетия) был начат поиск путей получения требуемых свойств схватившегося цемента (камня), чтобы повысить эффективность качественного разобщения продуктивных пластов.

Предложенная компанией «Schlumberger» инновационная технология активного цементного камня FUTUR - это новый уникальный материал, который улучшает долговременное разобщение горизонтов и защищает от перетоков углеводородов и "межколонного" давления газа на устье скважины.

Закачиваемый и размещаемый в заколонном пространстве в процессе цементирования скважины цементный раствор FUTUR формирует дополнительный барьер над резервуаром, реагируя на потери герметичности в заколонном пространстве в случае нарушения целостности цементного кольца в любой момент, в течение всего срока службы скважины. В случае повреждения цементного камня и начала перетока углеводорода через трещины в цементном камне либо через микроразрывы, данный цемент реагирует и в течение нескольких часов перекрывает пути перетока углеводородов путем восстановления целостности цементного кольца. Как только пути перетока углеводородов перекрыты, скважина восстанавливает свою гидравлическую изоляцию. Данная регенерация целостности цементного камня может повторяться в случае, если скважина повторно утрачивает гидравлическую изоляцию в процессе её эксплуатации в течение всего срока службы скважины.

Лабораторные испытания и проведённые опытно-промышленные работы с активным цементным камнем FUTUR показали превосходство последнего над любыми традиционными цементными системами в предотвращении миграции углеводородов и образовании межколонных давлений на устье.

Реагирующая добавка-герметик заранее доставляется в заколонное пространство, в любую секцию скважины, в составе цементного раствора в процессе цементирования обсадных колонн и хвостовиков и обеспечивает долговечную герметизацию над тем или иным пластом.

Запланированное размещение цементной системы FUTUR снижает риск ухудшения качества цементного кольца в результате незапланированных происшествий на скважине. Данная цементная система имеет свойства сходные с традиционными цементными системами и закачивается в скважину при помощи стандартного цементировочного оборудования. Наличие дополнительного оборудования и персонала не требуется. Для улучшения разобщения горизонтов данную цементную рецептуру раствора необходимо разместить в виде двух барьеров над изолируемым пластом толщиной не менее 150 м. Активный цементный камень FUTUR действует как экран, который автоматически реагирует при контакте с углеводородами, мигрирующими к устью в результате повреждения цементного кольца и потери первоначальной изоляции.

1. Происходит эффективное предотвращение миграции нефти и газа через поврежденное цементное кольцо;
2. Цементный раствор FUTUR продолжает работать в течение всей жизни скважины и после ее ликвидации, активировавшись при появлении перетока углеводорода
3. Исключает необходимость остановки скважины и проведения дорогостоящих ремонтов для поддержания добывающей способности скважины.

Выводы и рекомендации:

Выполненный анализ по обобщению промыслового материала и изложенных в технической литературе данных по проблеме заканчивания скважин позволили сделать следующие выводы. Применение рецептуры FUTUR в составе облегченного раствора или раствора нормальной плотности при первичном цементировании скважин позволяет:

1. Затворять и закачивать при помощи стандартного цементировочного оборудования;
2. Самостоятельно восстанавливать цементный камень в заколонном пространстве без необходимости вмешательства человека;
3. Предотвращать нежелательную миграцию углеводородов к устьевому оборудованию и на поверхность;
4. Находиться в состоянии покоя (в матрице цементного камня) и реагировать только при контакте с углеводородами;
5. Снижать затраты на ремонтно-изоляционные работы и потерю прибыли из-за остановки добычи;
6. Снижать затраты на мониторинг состояния скважины;
7. Предупреждать возможное влияние на окружающую среду.

Активный цементный раствор FUTURиспользуется в составе облегченного цементного раствора или раствора нормальной плотности при первичном цементировании нефтяных, газовых, газоконденсатных скважин, а также для консервации и ликвидации скважин с помощью цементных мостов в экологически уязвимых районах.

Литература

1. Булатов А. И., Савенок О. В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика //Краснодар: Просвещение-Юг. – 2010.
2. Булатов А. И., Проселков Ю. М., Шаманов С. А. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин. – Открытое акционерное общество "Издательство" Недра", 2003.
3. Нефтегазовое обозрение. Весна, 2008.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ НЕОРГАНИЧЕСКИХ ДЕФЛОКУЛЯНТОВ НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ И ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ СВОЙСТВА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ

И.В. Масалида, С. В. Дашиев

Научный руководитель – доцент К.М. Минаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Глинистые активные частицы, намеренно добавляемые в буровой раствор, а также выбуренная порода, которая встречается в процессе углубления скважины, постоянно подвергаются диспергации, разделению на более мелкие частицы с течением времени. Это влечет за собой совокупный рост удельной поверхности системы, способной вступать во взаимодействие как с другими частицами, так и с водой. В результате электрические взаимодействия между частицами глины становятся чрезмерными. Как итог, возрастают реологические параметры бурового раствора, что в свою очередь приводит к росту страгивающих нагрузок промывочной жидкости и возможному гидроразрыву пласта. Одним из методов борьбы с этими негативными факторами является применение специальных реагентов – неорганических дефлокулянтов. Дефлокулянты являются высокоанионными соединениями и адсорбируются на частицах активной твердой фазы в буровых растворах. Адсорбированный реагент нейтрализует положительные заряды на агрегированных частицах, что приводит к их взаимному отталкиванию и дефлокуляции [2]. Зачастую выходит так, что на практике нецелесообразно указывать конкретную забойную температуру, при которой тот или иной дефлокулянт – разжижитель становится неэффективными, так как температура эта зависит не только от конкретной модификации и производителя реагента, но и от таких факторов, как плотность бурового раствора, тип бурового раствора, концентрация твердой фазы низкой плотности, тип твердой фазы, а также выбуренная порода и возможные примеси [3]. В связи с этим актуализируется подбор специфического дефлокулянта под конкретную систему бурового раствора.

В текущем исследовании в качестве исследуемых систем выступили глинистая суспензия, полимерглинистая система и биополимерная система для первичного вскрытия пласта. Исследуемые неорганические дефлокулянты: НТФ – Нитрилотриметилфосфоновая кислота. (ООО ГК «Миррико»), SAPP – Кислый пирофосфат натрия (Союзоптхим). Определенное количество дефлокулянта – 0,1% вводилось в исходные растворы. Эффективность дефлокулянтов оценивалась при низких и высоких температурах. Эффект забойных температурных условий создавался путем термического старения образцов бурового раствора при температуре 90 °С в течение 24 часов.

Как при высоких, так и при низких температурах все реологические свойства, за исключением ПВ, после модификации глинистой суспензии дефлокулянтами снизились (табл.). Аналогичные результаты получились и при модификации полимер-глинистой системы (табл.). При добавлении дефлокулянтов не происходит снижения пластической вязкости, так как данные реагенты вступают в химическое взаимодействие с бентонитом и полимерами, находящимися в буровом растворе. Рост пластической вязкости, в свою очередь, наблюдается в основном при увеличении концентрации инертной твердой фазы в растворе, либо при её измельчении, чего в данном случае не происходит. Что касается биополимерной системы, то при добавлении дефлокулянтов не происходит значительного снижения реологических параметров (табл.). Данный результат может быть объяснен тем, что дефлокулянты преимущественно взаимодействуют с бентонитом, адсорбируясь на его торцевых положительно заряженных поверхностях, но не с ксантановой смолой, являющейся основным структурообразователем биополимерной системы и имеющей анионный характер.

Другим важным моментом является влияние термического старения. Термическое старение сгущает образцы бурового раствора и создает более высокое статическое напряжение сдвига. Повышение температуры способствует расслаиванию частиц бентонита, увеличивается площадь удельной поверхности и, следовательно, растет сопротивляемость потоку. Следует иметь в виду, что расслоение частиц представляет собой процесс, в котором размер частиц уменьшается, а удельная площадь поверхности увеличивается, соответственно при термическом воздействии возрастает в том числе и пластическая вязкость.

Количественно потери фильтра измеряли с использованием фильтровального пресса под давлением 0,68948 МПа в соответствии со стандартной методикой API для полевых испытаний буровых растворов [4] как при комнатной температуре, так и после термообработки под действием 90 °С на протяжении 24 часов.

Таблица

Реологические и фильтрационные свойства исследуемых растворов

Тип бурового раствора	КВ, сП	ПВ, сП	ДНС, фунт/100 фут ²	СНС ₁₀ , фунт/100 фут ²	СНС ₆₀₀ , фунт/100 фут ²	Фильтрация, мл
Глинистый	23	7	31	12	15	14
Глинистый (термообработка 90 градусов сутки)	25	16	18	17	20	16
НТФ 0,1%	10	9	2	1	3	11
НТФ (термообработка 90 градусов сутки)	9	8	3	1	3	10,8
SAPP 0,1%	8	8	1	1	2	9,2
SAPP (термообработка 90 градусов сутки)	17	13	8	1,5	10	12,5
Полимер-глинистый	31	17	29	13	26	9
Полимер-глинистый (термообработка 90 градусов сутки)	32	21	23	7	14	12
НТФ 0,1%	18	14	8	3	4	9,5
НТФ (термообработка 90 градусов сутки)	12	6,5	2	1	2	10
SAPP 0,1%	21	16	11	3	4	8,5
SAPP (термообработка 90 градусов сутки)	15	13	5	3	4	10
Биополимерный	34	23	22	6	7	8
Биополимерный (термообработка 90 градусов сутки)	26	18	17	7	10	10
НТФ 0,1%	32	23	19	5	10	8
НТФ (термообработка 90 градусов сутки)	11	6	10	3	3	неконтролируемая
SAPP 0,1%	34	23	22	6	11	8
SAPP (термообработка 90 градусов сутки)	13	8	11	5	4	неконтролируемая

Значение фильтрации для исходных глинистого, полимер-глинистого и биополимерного растворов составило 14, 9 и 8 миллилитров соответственно (табл.). Однако после воздействия повышенной температуры на системы растворов, наблюдалось увеличение фильтрации (16, 12 и 10 мл). Это связано с флокуляцией частиц бентонита, а также частичной потерей стабильности ксантановой смолы в случае биополимерного раствора. Как после термообработки, так и при комнатной температурах, добавление дефлокулянтов уменьшало потери фильтрата в глинистой суспензии. Это было предсказуемо, поскольку дефлокулянты по своей сути нацелены на разрушение флокулированной структуры и, следовательно, образуют большую площадь поверхности по сравнению с исходным раствором, что приводит к увеличению адсорбции воды. В полимер-глинистом растворе снижения фильтрации не произошло, так как в систему уже изначально были добавлены реагенты для контроля водоотдачи ПАЦ НВ и ПАЦ ВВ. В биополимерной системе добавление дефлокулянтов на фильтрацию также не повлияло. Это вновь отсылает нас к факту о том, что действие дефлокулянтов основано в первую очередь на взаимодействии с глиной, входящей в раствор. С органическим полимером такого взаимодействия не происходит. Отдельно следует отметить факт несовместимости биополимерной системы с исследуемыми реагентами НТФ и SAPP. Фильтрация при добавлении данных присадок становится неконтролируемой. Данный результат подтверждает тезис о том, что один и тот же дефлокулянт в разных буровых системах будет имеет различную термостабильность.

Выводы:

- Неорганические дефлокулянты SAPP и НТФ значительно снизили значения реологических параметров в глинистой суспензии и полимер-глинистом буровом растворе. В биополимерной системе снижения не произошло, так как дефлокулянты не взаимодействуют с ксантановой смолой.
- Термостарение сгущает образцы бурового раствора, в результате чего увеличивается статическое напряжение сдвига. В глинистой суспензии и полимер-глинистой системе также происходит рост пластической вязкости.
- Исследуемые дефлокулянты уменьшили потери фильтрата как в исходной, так и в термообработанной глинистой суспензии. В полимер-глинистой системе значение фильтрации изначально было достаточно низким из-за добавления полимеров. В биополимерной системе не рекомендуется применение неорганических дефлокулянтов SAPP и НТФ, так как они теряют термостабильность, и фильтрация становится неконтролируемой.

Литература

1. Wilcox R. D. et al. Polymer deflocculants: Chemistry and application //SPE/IADC Drilling Conference. – Society of Petroleum Engineers, 1988.

2. Jessen F. W. et al. Deflocculation of fractionated montmorillonite by sodium polyphosphates //Society of Petroleum Engineers Journal. – 1961. – Т. 1. – №. 04. – С. 229-234.
3. Skelly W. G., Kjellstrand J. A. The thermal degradation of modified lignosulfonates in drilling muds //API paper. – 1966. – Т. 926.
4. American Petroleum Institute. Exploration and Production Department. Recommended practice standard procedure for field testing water-based drilling fluids. – American Petroleum Institute, 1997.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ОРГАНИЧЕСКИХ ДЕФЛОКУЛЯНТОВ НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ И ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ СВОЙСТВА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ

И.В. Масалида, С. В. Дашиев

Научный руководитель – доцент К.М. Минаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одним из основных критериев выбора подходящего дефлокулянта для конкретной системы является его термостабильность. Высокая температура – одно из семи загрязнений бурового раствора [1]. Температурное воздействие приводит к флокуляции частиц твердой фазы, так же, как это делает соль, но вызывает это косвенно путем деградации или десорбции стабилизаторов реологических свойств. Влияние возросших забойных температур стало совершенно очевидным уже очень давно, в конце 1930-х и начале 1940-х годов, когда молекулярный дегидратированный фосфат и дефлокулянты полифосфатного типа были стандартными разжижителями глинистых суспензий. Неорганические фосфатные разжижители подвергаются термическому разложению или возврату в орто-форму при температуре 65,5 °С и, таким образом, становятся неэффективными для поддержания удовлетворительных реологических свойств раствора, поскольку зачастую температура в стволе скважины превышает это значение. Таниновые соединения, в первую очередь экстракты квебрахо, стали популярными разжижителями для буровых растворов, применяемых для бурения более высокотемпературных скважин в 1950-х годах. Эти буровые растворы были более устойчивыми как к температуре, так и к механическим загрязнениям. То же можно сказать и о лигносульфонатах, чьи модификации применяются и по сегодняшний день [2]. На практике нецелесообразно указывать конкретную забойную температуру, при которой тот или иной дефлокулянт – разжижитель становится неэффективными, так как температура эта зависит не только от конкретной модификации лигносульфоната, но и от таких факторов, как плотность и тип бурового раствора, концентрация твердой фазы низкой плотности, тип твердой фазы, а также выбуренная порода и возможные примеси. В одном случае лигносульфонатный раствор выдерживает температуры до 232 °С, тогда как в другом - деградирует уже при 121 °С [3].

В текущем исследовании в качестве базовых систем выступили глинистая суспензия, полимер-глинистая система и биополимерная система для первичного вскрытия пласта. Исследуемые органические дефлокулянты: Desco – модифицированный хромтанин (MI Swaco), ФХЛС – М – феррохромлигносульфонат (ООО ГК «Миррико»). Определенное количество дефлокулянта – 0,1% вводилось в исходные растворы. Эффективность дефлокулянтов оценивалась при низких и высоких температурах. Эффект забойных температурных условий создавался путем термического старения образцов бурового раствора при температуре 90 °С в течение 24 часов.

Модификация органическими дефлокулянтами неоднозначно повлияла на реологический профиль исследуемых глинистой суспензии и полимер-глинистой системы (табл.). Когда сухие частицы дефлокулянта поступают в воду, отдельный слой реагента адсорбируют её на своих поверхностях, что приводит к увеличению расстояния между слоями и, следовательно, набуханию. Катионы, уравнивающие заряд лигносульфоната, склонны гидратироваться при взаимодействии с водой, тем самым заставляя слой частицы разделяться. В этом «расширенном» состоянии воздействие скоростью сдвига вызывает расслоение частиц, то есть дисперсию. В результате общий объем частиц, количество частиц и площадь поверхности становятся во много раз больше, чем у исходных сухих частиц. Во многом из-за увеличившегося количества присутствующих частиц твердой фазы в системе увеличилась пластическая вязкость (ПВ). В свою очередь динамическое напряжение сдвига (ДНС), являющееся показателем притяжения отрицательно заряженных слоев глины, снизилось из-за взаимного отталкивания частиц в результате дефлокуляции. Статическое напряжение сдвига (СНС), необходимое для инициирования потока жидкости не претерпевает значительных изменений из-за увеличения площади удельной поверхности частиц [4]. Данный результат также может быть связан с тем, что бентонит, входящий в состав буровых систем, изначально модифицирован полимерами, и не позволяет в полной мере проявить дефлокулирующие свойства исследуемых реагентов. В биополимерной системе при добавлении дефлокулянтов не происходит снижения реологических параметров (табл.). Анионные дефлокулянты не взаимодействуют с ксантановой смолой, являющейся основным структурообразователем биополимерной системы и имеющей схожий анионный характер.

Другим важным моментом является влияние термического старения. Повышение температуры способствует расслаиванию частиц бентонита, увеличивается площадь удельной поверхности и, следовательно, растет сопротивляемость потоку. Кажущаяся вязкость (КВ), характеризующая прокачиваемость бурового раствора, также возрастает. Следует иметь в виду, что расслоение частиц представляет собой процесс, в котором размер частиц уменьшается, а удельная площадь поверхности увеличивается, соответственно при термическом воздействии возрастает в том числе и пластическая вязкость.

Таблица

Реологические и фильтрационные свойства исследуемых растворов

Тип бурового раствора	КВ, сП	ПВ, сП	ДНС, фунт/100 фут ²	СНС ₁₀ , фунт/100 фут ²	СНС ₆₀₀ , фунт/100 фут ²	Фильтрация, мл
Глинистый	23	7	31	12	15	14
Глинистый (термообработка 90 градусов сутки)	25	16	18	17	20	16
Desco 0,1%	13	8	10	11	18	12,6
Desco (термообработка 90 градусов сутки)	30	21	19	14	24	13
ФХЛС 0,1%	19	9	21	16	22	11
ФХЛС (термообработка 90 градусов сутки)	31	18,5	16	16	23	12
Полимер-глинистый	31	17	29	13	26	9
Полимер-глинистый (термообработка 90 градусов сутки)	32	21	23	7	14	12
Desco 0,1%	26	17	18	6	17	9
Desco (термообработка 90 градусов сутки)	29	18	22	6	10	10,4
ФХЛС 0,1%	27	18	19	7	18	9,8
ФХЛС (термообработка 90 градусов сутки)	28	21	15	4	8	10
Биополимерный	34	23	22	6	7	8
Биополимерный (термообработка 90 градусов сутки)	26	18	17	7	10	10
Desco 0,1%	35	24	21	5	8	9
Desco (термообработка 90 градусов сутки)	23	14	18	7	10	9,5
ФХЛС 0,1%	33	23	21	6	9	9
ФХЛС (термообработка 90 градусов сутки)	17	11	13	6	8	9,1

Количественно потери фильтрата измеряли с использованием фильтровального пресса под давлением 0,68948 МПа в соответствии со стандартной методикой API для полевых испытаний буровых растворов [5] как при комнатной температуре, так и после термообработки под действием 90 °С на протяжении 24 часов.

В результате термического воздействия увеличились потери фильтрата как в глинистой и полимер-глинистой системах, так и в биополимерном растворе. Это связано с флокуляцией частиц бентонита, а также частичной потерей стабильности ксантановой смолы в биополимерной системе. Как после термообработки, так и при комнатной температуре, добавление дефлокулянтов уменьшало потери фильтрата в глинистой суспензии. Дефлокулянты нацелены на разрушение флокулированной структуры и, следовательно, образуют большую площадь поверхности по сравнению с исходным раствором, что приводит к увеличению адсорбции воды. В полимер-глинистом растворе снижения фильтрации не произошло, так как в систему уже изначально были добавлены реагенты для контроля водоотдачи ПАЦ НВ и ПАЦ ВВ. В биополимерной системе добавление дефлокулянтов на фильтрацию также не повлияло. Это вновь отсылает нас к факту о том, что действие дефлокулянтов основано в первую очередь на взаимодействии с глиной, входящей в раствор. С органическим полимером такого взаимодействия не происходит.

В итоге, органические дефлокулянты Desco и ФХЛС неоднозначно повлияли на реологический профиль глинистой суспензии и полимер-глинистой системы: ожидаемое снижение ДНС не сопровождалось одновременным снижением СНС, что свидетельствует о неполной дефлокуляции. Данный результат может быть объяснен тем, что бентонит, являющийся основным структурообразователем систем, изначально был модифицирован полимерами. В связи с этим требуется дальнейшее исследование, но с использованием бентонита другого производителя. В биополимерной системе снижения реологических свойств не произошло, так как дефлокулянты не взаимодействуют с ксантановой смолой. По этой же причине не наблюдается уменьшение потерь фильтрата в данном растворе. Термостарение сгущает образцы бурового раствора, в результате чего увеличивается кажущаяся и пластическая вязкость. Исследуемые дефлокулянты уменьшили потери фильтрата как в исходной, так и в термообработанной глинистой суспензии. В полимер-глинистой системе значение фильтрации изначально было достаточно низким из-за добавления полимеров.

Литература

1. Rogers W.F. Composition and Properties of Oil Well Drilling Fluids // Gulf Publishing Co. – Houston, 1963 – № 19.
2. Chesser B. G. et al. High-temperature stabilization of drilling fluids with a low-molecular-weight copolymer //Journal of Petroleum Technology. – 1980. – Т. 32. – №. 06. – С. 950-956.
3. Skelly W. G., Kjellstrand J. A. The thermal degradation of modified lignosulfonates in drilling muds //API paper. – 1966. – Т. 926.
4. Choo K. Y., Bai K. Effects of bentonite concentration and solution pH on the rheological properties and long-term stabilities of bentonite suspensions //Applied Clay Science. – 2015. – Т. 108. – С. 182-190.
5. American Petroleum Institute. Exploration and Production Department. Recommended practice standard procedure for field testing water-based drilling fluids. – American Petroleum Institute, 1997.

ИССЛЕДОВАНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ ФИЛЬТРАЦИИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ С ДОБАВКАМИ НАНОЧАСТИЦ

Е.И. Михиенкова

Научный руководитель – доцент А.В. Минаков

Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

Представлены результаты экспериментальных исследований фильтрационных свойств микросуспензий глинистых частиц с добавками наночастиц через пористую среду с контролируемыми концентрациями микро- и наночастиц. В качестве дисперсных частиц использован микропорошок со средним размером частиц 0,7-1-6мкм. В качестве наночастиц использован порошок оксида кремния со средним размером частиц 5нм. Исследование фильтрации проведено на модельном керне, имитирующим горную породу. Концентрация частиц в растворах варьировалась от 0.25 до 4 mass %. Установлены зависимости объема фильтрата этих растворов от концентрации микро- и наночастиц. Размер пор исследуемых керамических кернов варьировался в диапазоне от 3 до 35мкм.

Фильтрационные потери бурового раствора в пласт являются одной из основных причин распространения трещин и нарушения устойчивости ствола скважины. Эти процессы существенно увеличивают затраты и риски бурения во всем мире и грозят стать еще более серьезными проблемами в будущем [1]. Финансовые последствия непроизводительных затрат времени из-за нарушения устойчивости ствола скважины настолько существенны, что операторы могут предусматривать от 10 до 20% утвержденных затрат на возможные простои по этой причине [2].

Фильтрационные потери – ситуация, когда буровой раствор частично или полностью уходит в пласт через области, называемые зонами поглощения.

Для предупреждения и ликвидации подобных осложнений в отрасли применяют разнообразные способы упрочнения ствола скважины, которые имеют различные принципы действия, но одни и те же задачи: остановить фильтрацию и сохранить буровой раствор в скважине [1]. Например, предлагаются различные способов изоляции ствола скважины в процессе бурения для герметизации пласта аналогично его защите обсадной колонной [3]. В некоторых случаях для этой цели применяются материалы для упрочнения ствола с возможностью гибкого регулирования фильтруемости, которые могут проникать в породу или закупоривать ее. Данные методы предусматривают снижение проницаемости породы практически до нуля путем формирования на ее поверхности слоя материала с равным или более высоким пределом прочности.

Для достижения этого эффекта, который фактически состоит в нанесении цементоподобного слоя на поверхность ствола скважины, применяются различные материалы с низкой фильтруемостью. Такой барьер служит для изоляции ствола скважины как от притока флюида, так и от давления в скважине. Поиск новых рецептур буровых растворов привел к созданию микрочастиц, понизителей фильтрации, которые могут снижать проницаемость некоторых пород до малых значений [4]. Однако использование подобных микрочастиц с типичными размерами 1-100 мкм оказывается неэффективным в породах с низкой проницаемостью и, особенно, в сланцевых пластах, где размеры пор не превышают 0,1 мкм [5]. В связи с этим, с последнее время наблюдается бурный рост исследований новых понизителей фильтрации на основе суспензий наноразмерных частиц [6].

Несмотря на то, что микросуспензии с добавлением наночастиц в последнее время довольно много изучаются во многих приложениях, в нефтегазовых технологиях они фактически являются новым объектом исследований. Здесь их свойства изучены еще весьма фрагментарно. Результаты имеющихся исследований являются разрозненными и еще во многом противоречивыми. Кроме того, по мере исследований открываются новые интересные эффекты, требующие дальнейшего изучения. Установленные уже сегодня нетрадиционные свойства наножидкостей пока плохо укладываются в существующие теории. Изучение применения наножидкостей в нефтегазовых технологиях не только чрезвычайно актуально с точки зрения практического интереса, но и с точки зрения построения последовательной теории процессов переноса и теплофизических свойств жидкостей, дисперсных жидкостей многофазных и поверхностных явлений.

В связи с этим в проекте запланированы систематические исследования фильтрационных свойств микросуспензий с наночастицами через керамические фильтры, имитирующие горную породу (кern). Для исследования фильтрации через модельный kern потребуются измерения при высокой температуре и высоком давлении. Для этих целей нами использован фильтр-пресс OFITE HPHT 171-01, предназначенный специально для того, чтобы моделировать скважинные условия. Стандарт API (Американский Нефтяной Институт) рекомендует фильтрацию раствора через фильтр в течение 30 минут при давлении 100 атм. Таким образом, определяется объем просочившейся за это время через фильтр жидкости, который называют фильтрационными потерями.

В результате фильтрационных исследований изучено влияние концентрации микро- и наночастиц на фильтрационные характеристики буровых растворов. Также изучено влияние размера пор исходного керна на фильтрационные характеристики буровых растворов. Размер пор исследуемых керамических кернов варьировался в диапазоне от 3 до 35мкм.

Типичные результаты эксперимента по фильтрации бурового раствора с наночастицами приведены на рис. 1. Видно, что добавка наночастиц к значительному уменьшению фильтрационных потерь при варьировании концентрацией микрочастиц. Максимальное уменьшение наблюдается для концентрации микрочастиц 4 %масс и составляет 1.7 раз.

Кроме того, была показана зависимость фильтрационных потерь от размера пор керна, имитирующего горную породу (рис. 2). Как видно из графика, для модельного керна 10мкм фильтрационные потери при добавлении наночастиц к микросуспензии с глинистыми частицами уменьшаются потери в 3 раза.

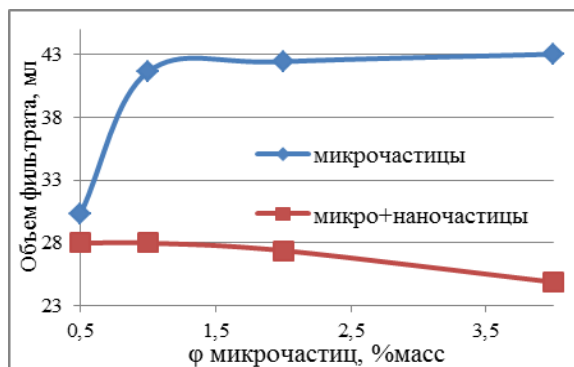


Рис.1 Фильтрация микросуспензий глинистых частиц с добавками наночастиц оксида кремния через модельный Kern 20мкм. φ наночастиц SiO₂ 2%масс.

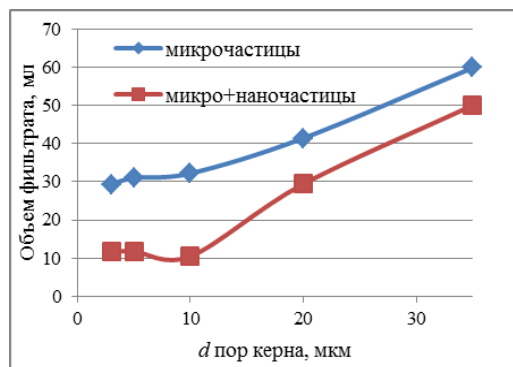


Рис.2 Фильтрация микросуспензий глинистых частиц с добавками наночастиц оксида кремния через модельный Kern. φ микро- и наночастиц 2%масс.

Проведено экспериментальное исследование фильтрационных свойств микросуспензий глинистых частиц с добавками наночастиц через пористую среду с контролируемыми концентрациями микро- и наночастиц.

Показано, что добавление наночастиц в буровой раствор значительно снижает фильтрационные потери. Установлено, что влияние наночастиц на фильтрационные свойства микросуспензий зависит от концентрации микро- и наночастиц, а также от размера пор исследуемого образца горной породы. С увеличением диаметра пор влияние роста концентрации мик- и наночастиц на фильтрационные свойства буровых растворов ослабевает. При этом эффект значительного уменьшения фильтрационных потерь при добавлении наночастиц в микросуспензию сохраняется. По нашему мнению, это обусловлено улучшением реологических свойств растворов при увеличении концентрации наночастиц. Таким образом, установлена связь между фильтрационными потерями и добавкой наночастиц в микросуспензии с глинистыми частицами.

Исследование выполнено при финансовой поддержке Российского научного фонда в рамках проекта № 17-79-20218.

Литература

1. Кук Д. и др. Повышение устойчивости ствола скважины для предупреждения и ликвидации поглощения бурового раствора//Нефтегазовое обозрение, 2012. – № 23(4). – С. 36-49.
2. Dodson T. Identifying NPT Risk//Proceedings of the Atlantic Communication drilling and completing trouble zones forum. – Galveston, Texas, USA, 2010.
3. Redden J. Advanced fluid systems aim to stabilize well bores, minimize nonproductive time//The America Oil&Gas reporter, 2009. - №52 (8). – P.58 -65.
4. Benaissa S., Bachelot A., Ong S. Preventing mud losses and differential sticking by altering effective stress of depleted sands//Proceeding of the IADC/SPE Asia pacific drilling technology conference and exhibition. – Bangkok, Thailand, 2006. – P. 103816.
5. Karimi M., Moellendick E., Holt C. Plastering effect of casing drilling: a qualitative analysis of pipe size contribution//Proceedings of the SPE annual technical conference and exhibition. – Denver, USA, 2011. – P. 147102.
6. Amanullah M., Al-Afraj M.K., Al-Abdullatif Z.A. Preliminary test results of nano-based drilling fluids for oil and gas field application//Proceedings of the SPE/IADC drilling conferebce and exhibition. – Amsterdam, The Netherlands, 2011. – P. 139534.
7. Friedheim J., Young S., De Stefano S., Lee J., Guo Q. Nanotechnology for oilfield application – Hype or reality?//Proceedings of the SPE international oilfield nanotechnology conference. – Noordwijk, Tge Nitherlands, 2012. – 157032.

АВАРИЙНЫЕ РАБОТЫ В ПРОЯВЛЯЮЩЕЙ СКВАЖИНЕ ПРИ НЕВОЗМОЖНОСТИ ЕЕ ГЛУШЕНИЯ

Д.И. Новосельцев

Научный руководитель – доцент каф. БС, к.т.н. А.В. Ковалев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одним из наиболее опасных видов осложнений при строительстве скважины является газонефтеводопроявление (ГНВП). Между тем, при своевременной и правильной реакции буровой бригады, а также исправности оборудования и наличия необходимого количества утяжелителя, глушение скважины не представляет проблемы. Однако при возникновении ГНВП на этапе испытания разведочных и поисково-оценочных скважин есть ряд особенностей, осложняющих глушение скважины: отсутствие ПУГ (превентор универсальный гидравлический), недостаточное количество утяжелителя (связанное, как правило, со сложностью поставки на автономный объект), гидратообразование при поступлении флюида в ствол скважины.

В данной работе представлена методика проведения сложных аварийных работ в проявляющей скважине на примере разведочной скважины месторождения ЯНАО, разработанная силами технологического отдела Томского Филиала АО «ССК» (в т.ч. автором).

Скважина трехколонной конструкции закончена цементируемым хвостовиком. Установленный по результатам геофизических исследований коэффициент аномальности продуктивного пласта БУ₂₂ – 1,6. По факту значение коэффициента аномальности составляло 1,8, что и послужило причиной аварийной ситуации.

Ниже представлена краткая хронология событий.

Во время испытания объекта БУ₂₂ проводились работы по перфорации пласта. Через 3 часа с момента начала перфорации, на устье зафиксирован перелив интенсивностью 2,4 м³/ч. После извлечения перфораторов устье скважины было загерметизировано, выполнен спуск в скважину противодонного лифта НКВ-73 с переливом через ПВО. При положении инструмента 816 м интенсивность перелива увеличилась, отмечено интенсивное пенообразование, спуск остановлен, устье загерметизировано. Проведенная промывка с целью дегазации раствора к положительному результату не привела, как следствие, облегчен аварийный запас раствора.

В связи с отсутствием на объекте требуемого количества барита утяжеление бурового раствора затянулось на трое суток. Попытка перевода на утяжеленный буровой раствор спустя трое суток к успеху не привела – получена гидратная пробка в трубном пространстве. Образование гидратной пробки произошло по следующим причинам: адиабатическое расширение газа при подъеме от пласта к устью и, как следствие, его охлаждение, влияние зоны вечной мерзлоты. Как результат, потеря подвижности НКВ-73.

Далее производились попытки растепления скважины закачкой горячего солевого раствора (отмечены признаки гидратообразования в затрубном пространстве) через НКТ-48 со смонтированным на устье КОПС (Комплект Оборудования для Промывки Скважин, предназначен для спуска труб под давлением и герметизации устья при размыве гидратных и парафино-гидратных отложений в насосно-компрессорных трубах различными неагрессивными жидкостями), в результате чего гидраты в трубном пространстве удалось ликвидировать. Произведена попытка глушения скважины утяжеленным буровым раствором, получено гидратообразование в затрубном пространстве между НКТ-48 и НКВ-73. Закачки горячего солевого раствора к положительному результату не привели. В результате, получена потеря подвижности НКТ-48.

Выполнены работы по растеплению межтрубного (НКТ-48/НКВ-73) пространства скважины с помощью греющего тэна на геофизическом кабеле, не давшие положительный результат. Принято решение об отстреле НКТ-48 и НКВ-73. Произведен отстрел НКТ-48 на глубине 790м и НКВ-73 на глубине 770м. После демонтажа КОПС на устье был смонтирован ПУГ.

Условная схема подземного оборудования представлена на рисунке 1. В скважине оставлено: воронка (0,12м), 4 шт НКВ-73 (40,4м), торпедированная часть НКВ-73 (9м); внутри НКВ-73 осталось: перо (0,5м), обратный клапан (0,1м), 4 шт НКТ-48 (40,28м), торпедированная часть НКТ-48 (1,5м).

В дальнейшем требовалось проведение аварийных работ при проявляющей скважине и невозможности ее глушения (нет доступа в скважину ниже 815м).

Для решения данной проблемы и успешного проведения аварийных работ была разработана методика, алгоритм которой изложен ниже.

1. Осуществить спуск КНБК (кольцевой фрез либо зубчатая муфта, КОШ (клапан обратный шаровый), СБТ-89 – ост.), до глубины обуривания с периодической прокачкой солевого раствора.
2. Произвести обуривание 40 см, осуществить подрыв на длину квадрата, чтобы труба была в ПУГ, и остановить циркуляцию. Если нет перелива, спуск и обуривание следующих 40 см.
3. При получении провала (либо увеличения скорости обуривания) производится подъем до входа СБТ-89 в ПУГ (муфта 1,2 м над столом ротора).
4. Закрытие ПУГ, ППП (отвод затрубного пространства открыт).
5. В случае перелива, герметизируется отвод затрубного пространства.
6. Если рост давления интенсивный ($\Delta P=15$ атм (30 мин)), то производится накопление давление до 120атм.
7. При достижении давления 120 атм (происходит оттеснение жидкости газовой пачкой) производится резкое стравливание. Стравливание до ноля, либо до появления жидкости.
8. Открывается ППП, отвод затрубного пространства в открытом состоянии.
Теоретически давление после резкого стравливания должно быть не более 40 атм (может быть меньше), и идти движение газа с жидкостью.
9. Наворачивается СБТ-89, стравливается давление в гидросистеме ПУГ и начинается спуск. Возможно неразжатие уплотняющего элемента ПУГ, в этом случае производится поддавливание муфтой СБТ-89 для открытия ПУГ. Таким образом, продолжается спуск.

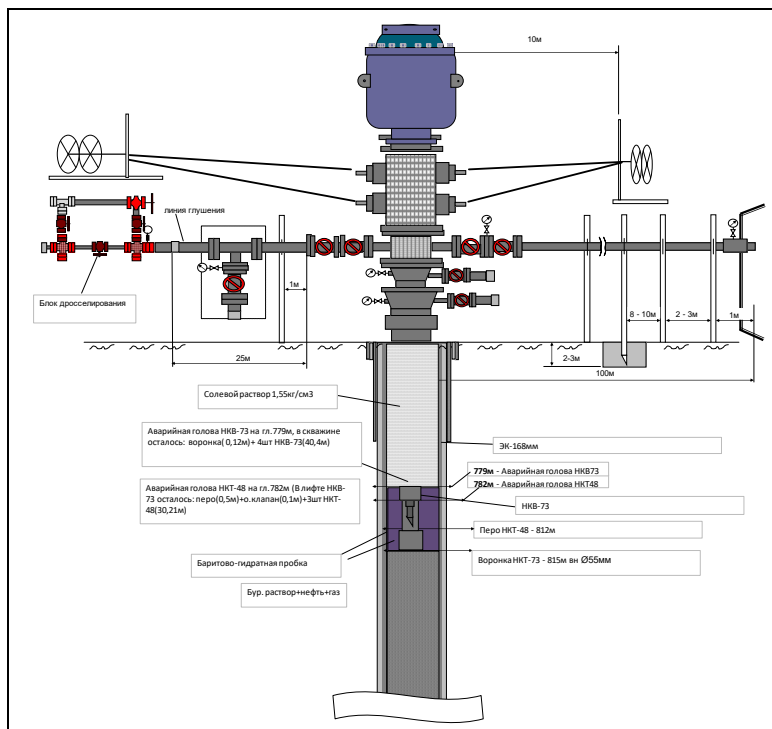


Рис. 1. Схема устьевого и подземного оборудования

Действия при невозможности стравить избыточное давление.

1. Осуществляется стравливание $P_{изб}$ после провала. Давление полностью не падает (например, со 120 до 80-70 атм). Идет газ и жидкость, давление держится 70-80 атм.
2. После того, как скважина начинает разрабатываться по затрубному пространству, снова закрывается отвод затрубного пространства.
3. Стоянка до восстановления давления.
4. После стабилизации давления резко стравливается $P_{изб}$.
5. Производится промывка соевым раствором с противодавлением. Рекомендовано прокачать два объема скважины.
6. Останавливается промывка, определяется приемистость при давлении около 300 атм.
7. При отсутствии приемистости 3-4 раза повторяются следующие операции:
 - I. Закрытие трубных плашек;
 - II. Накопление $P_{изб}$;
 - III. Резкое стравливание;
 - IV. Промывка с противодавлением.
8. При уменьшении $P_{изб} \leq 100$ атм начинается спуск КНБК под давлением.

Порядок спуска КНБК под давлением.

1. Открывается ППГ при открытом затрубном пространстве (идет газ с жидкостью).
2. Спускается СБТ-89, производится давление муфтой на уплотняющий элемент ПУГ для его разжима.
3. Если не произойдет прорыв газожидкостной смеси через ПУГ вверх, то спуск продолжается.
4. В случае прорыва, 3-4 раза повторяются следующие операции:
 - I. Определение приемистости при давлении около 300 атм;
 - II. Закрытие КВД (кран высокого давления);
 - III. Резкое стравливание $P_{изб}$;
 - IV. Промывка с противодавлением.
5. После продолжить спуск под давлением.

Таким способом было осуществлено обустройство гидратной пробки и дальнейшие ловильные работы по извлечению НКВ-73 и НКТ-48. Данная методика работы в скважине применима при невозможности заглушить скважину традиционными способами не только в описываемой, достаточно редкой ситуации, но и в случае, например, отсутствия на объекте барита, что достаточно часто бывает на автономных объектах в период испытаний.

Литература

1. Регламент по предотвращению открытого фонтана (нефтегазоводопроявлений) в процессе строительства скважин. Томский филиал АО «Сибирская сервисная компания».
2. Регламент по безаварийному ведению буровых работ. Томский филиал АО «Сибирская сервисная компания».

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ РАЗРУШЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННОЙ КОРКИ В ОТКРЫТОМ ГОРИЗОНТАЛЬНОМ СТВОЛЕ

А.А. Петров

Научный руководитель – профессор Н.И. Николаев

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

Равномерная и полная очистка открытого ствола скважины посредством удаления с её стенок сформировавшейся фильтрационной корки (ФК) приводит к повышению уровня добычи, особенно в протяженных горизонтальных стволах. Очень часто низкий уровень очистки ПЗС при операциях по освоению приводит к негативным последствиям, устранения которых достигается посредством использования дорогостоящих (иногда довольно длительных) операций и КРС, экстенсивных химических и механических способов очистки ПЗС. Важную роль при оценке эффективности очистки ствола скважины от ФК играет подбор компонентов раствора первичного вскрытия. Несмотря на то, что некоторые современные системы жидкостей и техника замещения позволяют улучшить очистку ствола, зачастую их эффективность зависит от специфических пластовых условий, минералогических и петрофизических свойств коллектора, конфигурации ствола скважины и характеристик жидкости для вскрытия продуктивного пласта [1]. В первую очередь необходимо провести критический анализ компонентов раствора первичного вскрытия, так как ФК образуется именно в процессе фильтрации этой жидкости.

Таблица 1

Критические компоненты

Название компонента, назначение	Пример	Растворитель/ Механизм действия
Сводообразующие материалы (твёрдая фаза)	карбонат кальция	кислоты, хелаты/ Образование комплекса и растворение
Загустители-структурообразователи (полимеры)	ксантовая смола (ХС)	окислители/ Гидролиз, окисление
Реагенты для снижения фильтрации (полимеры)	модифицированный крахмал	кислоты, окислители, энзим/Гидролиз, окисление
Буровой шлам	Песок не представляет проблемы	

Негативное воздействие растворов первичного вскрытия и ФК обуславливает [2]:

- уменьшение проницаемости коллектора и, как следствие, дебита скважины;
- некачественную гравийную набивку;
- засорение перфорированного или сетчатого фильтра;
- локальные увеличения скорости освоения (возможны эрозии оборудования компоновок заканчивания);
- повышенную депрессию при освоении/добыче;
- увеличение вероятности прорывов газа/воды.

На скважинах, где проектирование заканчивания и симуляция освоения не приводят к улучшению состояния призабойной зоны пласта из-за непроницаемой фильтрационной корки, очистка ПЗС от корки способна значительно увеличить производительность скважины.

Выбор той или иной системы для разрушения фильтрационной корки напрямую зависит от условий на забое скважины и условий коркообразования. С точки зрения повышения производительности скважин оптимальная промысловая жидкость для вскрытия продуктивного пласта должна содержать только такие компоненты, которые легко растворяются и диспергируются при освоении скважины. Тем не менее, необходимо учитывать, что фильтрационная корка ведет себя иначе, чем жидкость для вскрытия пластов, и может не растворяться и не диспергироваться.

Варианты химической очистки ПЗС могут отличаться в зависимости от способа заканчивания, характеристик пласта и типа промысловой жидкости. Растворы брейкерных систем воздействуют как на фильтрационную корку, так и на породу коллектора, а также на оборудование, находящееся в стволе скважины. Данные реакции могут способствовать снижению качества вскрытия продуктивного горизонта и заканчивания скважины в целом. Исходя из этого, все вышеперечисленные факторы являются обязательными при проектировании и оптимизации программы очистки ПЗС [3].

Существует несколько методов очистки призабойной зоны скважины:

- освоение (отрыв корки) без обработки (рис.1);
- обработка ФК с целью разрушения полимерных составляющих;
- очистка призабойной зоны от сводообразующего материала ФК (соли и частиц мела);
- очистка от полимерных составляющих и твердых частиц.

Обычно обработка химическими составами применяется для диспергации ФК, когда компоновка заканчивания скважины уже находится в её стволе. Поэтому оборудование для заканчивания должно обеспечивать контакт «очищающих» растворов с коркой. Чаще всего это специальная промысловая труба, гибкая или обычная НКТ, изолированная от остального оборудования манжетами, которые позволяют расположить пачку раствора для очистки в необходимом месте.



Рис.1. Отрыв фильтрационной корки целиком

В целом при выборе брейкерных систем учитывают: экологичность и токсичность реагентов; коррозионную активность; скорость реакции брейкерных систем; вероятность загрязнения пласта продуктами реакции [2].

Лабораторные исследования с целью разработки наиболее эффективного состава для разрушения фильтрационной корки (ФК), которая образуется в результате действия раствора первичного вскрытия (РПВ) продуктивного горизонта, были проведены в два этапа.

На первом этапе было исследовано и оценено действие трёх зарубежных деструкторов с целью анализа влияния различных по основе разрушителей на соответствующие критические компоненты фильтрационной корки и подбор наиболее оптимальных и

эффективных составляющих разрабатываемого разрушителя.

После выдерживания в течение 24 часов в жидкости разрушителя проводились экспресс-тесты на присутствие в фильтрационной корке основных загрязняющих компонентов – крахмала и карбоната кальция. Наиболее эффективным брейкером по деструкции ФК оказался состав на основе хелатных и энзимных соединений, что также подтверждает анализ литературных источников. При применении данного брейкера наблюдается полное разрушение корки за установленный период. Оставшиеся два брейкера зарубежного производства выполняют свою функцию, но лишь частично – ФК разрушена не полностью, имеются «островки» остатков корки.

По результатам исследований, проведенных на первом этапе, были выбраны основные компоненты разрушителя ФК.

Цель второго этапа лабораторных испытаний – исследование проницаемости керамических дисков после обработки составом разрушителя для фиксации изменения их фильтрационно-емкостных свойств.

На втором этапе исследований были проведены испытания зарубежных и разрабатываемого в данной работе брейкеров под действием давления, создаваемого в ячейке фильтр-пресса Fann HT-HP.

По результатам испытаний разрабатываемый состав продемонстрировал улучшение фильтрационных свойств керамического диска в 4,5 раза по сравнению с фильтр-диском с необработанной ФК.

Литература

1. Murphy R. et al. Laboratory device for testing of delayed-breaker solutions on horizontal wellbore filter cakes //SPE European Formation Damage Conference. – Society of Petroleum Engineers, 2001.
2. Morgenthaler L. N. et al. Optimization of stimulation chemistry for openhole horizontal wells //SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 1998.
3. Norman L. et al. New breaker technology for fracturing high-permeability formations //SPE European Formation Damage Conference. – Society of Petroleum Engineers, 1995.

УЧЕТ ВЛИЯНИЯ КОНСТРУКТИВНЫХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА ТЕМПЕРАТУРНЫЙ РЕЖИМ РАБОТЫ ОДНОСЛОЙНОЙ АЛМАЗНОЙ КОРОНКИ

М. С. Попова

Научный руководитель – проректор по научно-педагогической работе А. А. Каракозов
Донецкий национальный технический университет, г. Донецк, Украина

Актуальность разработки нового поколения алмазного однослойного породоразрушающего инструмента (ПРИ) связана с реализацией современных технологий синтеза крупных термостойких алмазных монокристаллов, которые могут быть использованы в качестве режущих элементов буровой коронки. При этом возникают определенные затруднения, обусловленные наличием большого количества узконаправленных методов исследования различных аспектов работы алмазного ПРИ.

В то же время, эффективность использования алмазных коронок в большинстве случаев резко снижается из-за преждевременного выхода из строя отдельных алмазов вследствие механического и температурного воздействия. На характер этого воздействия влияет множество факторов, в том числе расположение исследуемого алмаза в секторе относительно других алмазов, количество алмазов в секторе, тип схемы раскладки алмазов, геометрические размеры элементов ПРИ (длина сектора, длина промывочного канала, расстояние между алмазами внутри сектора), режимы бурения, которые в свою очередь могут меняться в процессе проходки скважины. Для более полного изучения работы алмазной однослойной коронки на забое необходимо рассмотрение взаимодействия с горной породой каждого ее алмаза как элемента единой и взаимосвязанной системы с учетом термических и гидродинамических процессов на забое скважины. К тому же, как показали ранее проведенные исследования [1-5], одним из способов повышения термостойкости алмазных буровых коронок может являться изменение ее конструктивных составляющих. Поэтому при разработке и исследовании алмазного ПРИ необходимо увязать параметры его работы на забое скважины в одну схему. С этой

целью предложена следующая последовательность этапов исследования:

1. На основе анализа процесса работы коронки выделяются наиболее весомые факторы, использующиеся как исходные данные для исследования.

2. Уточняется существенность влияния выделенных факторов на геометрические параметры ПРИ и ограничения режимов бурения.

Например, тип раскладки может влиять на изменение геометрии торца однослойной алмазной коронки (длины сектора и промывочного окна); от прочности алмазного сырья и матрицы будет зависеть предельно допустимое значение осевой нагрузки и т.д.

3. Определяется взаимное влияние выбранных факторов на исследуемые параметры.

К примеру, длина сектора и осевая нагрузка на коронку определяют величину толщины слоя породы, срезаемого конкретными алмазами. Зная слой срезаемой породы и частоту вращения можно определить механическую скорость бурения. Температура нагрева алмаза в процессе бурения будет зависеть от подачи промывочной жидкости и механической скорости бурения.

4. Определяется величина выходных параметров, характеризующих процесс бурения для конкретных условий эксплуатации ПРИ.

Пример структурной схемы процесса исследования работы однослойной алмазной коронки на забое в соответствии с приведенным алгоритмом показан на рисунке 1. Проведенные с ее участием исследования позволили определить:

1. Нагрузки, действующие на каждый алмаз коронки при взаимодействии ее с горной породой на забое;

2. Механические напряжения в алмазах, матрице и корпусе коронки с учётом действующей осевой нагрузки, крутящего момента и характера распределения нагрузки на отдельные алмазы;

3. Поле скоростей жидкости под торцом коронки (включая зазор между поверхностью сектора и горной породой) при промывке забоя с учётом вращения коронки;

4. Температуру на контакте алмазов с породой и температурное поле в элементах коронки с учётом циркуляции промывочной жидкости на забое скважины, в том числе под торцом коронки.

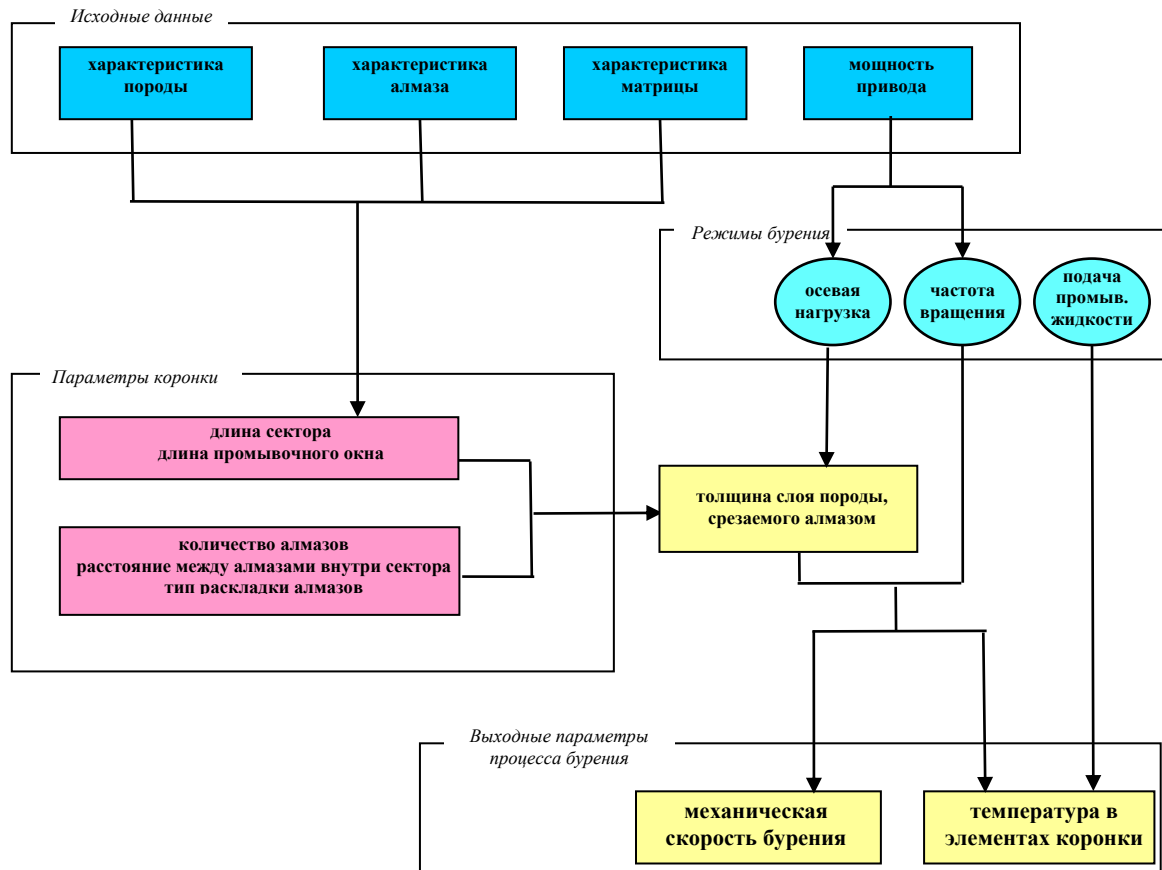


Рис. Пример структурной схемы процесса исследования работы однослойной алмазной коронки на забое

На основе полученных расчетных результатов была разработана конструкция однослойной коронки БСО-1 диаметром 93 мм, оснащенной термостойкими монокристаллическими алмазами с размером зерна 1,6/1,25 мм, которая по сравнению с серийно выпускаемой коронкой 01А3 обеспечила повышение механической скорости бурения в 1,67 раза.

Литература

1. Каракозов А. А. и др. Определение максимальной углубки алмазных резцов однослойных коронок с радиальной раскладкой //Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент-техника и технология его изготовления и применения. – 2012. – №. 15. – С. 203-206.
2. Каракозов, А. А. и др. Разработка алмазного породоразрушающего инструмента для колонкового бурения скважин на основе синтетических монокристаллов с повышенной термостойкостью // Наукові праці Донецького національного технічного університету. Серія: «Гірничо-геологічна». – Вып. 1(20). – Донецьк, ДонНТУ, 2014. – С. 132–137.
3. Zanevskii O. A. et al. Production of coarse-grained high-strength microgrits to be used in drilling tools //Journal of Superhard Materials. – 2015. – Т. 37. – №. 2. – С. 132-139.
4. Каракозов А. А. и др. Однослойные алмазные коронки для бурения пород V-VIII (IX) категории по буримости // Сборник научных трудов Международной научно-практической конференции «Геологоразведочное и нефтегазовое дело в XXI веке: технологии, наука и образование». – Алматы, КазНТИУ, 2016. – С. 85-91. – ISBN 978-601-7529-48-2
5. Попова М. С. Разработка алмазного породоразрушающего инструмента на основе синтетических монокристаллов для бурения геологоразведочных скважин // Проблемы недропользования: Сборник научных трудов. Часть I / Санкт-Петербургский горный университет. СПб, 2016. 214 с. (Международный форум –конкурс молодых ученых. 20-22 апреля 2016г) С. 47–50.

**ФОРМИРОВАНИЕ ПЕРЕЧНЯ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА ПОКАЗАТЕЛЬ
ЭФФЕКТИВНОСТИ СООРУЖЕНИЯ СКВАЖИН НА МОРЕ**

И.А. Рудов

Научный руководитель – старший преподаватель А.В. Епихин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Недра российского шельфа обладают огромной неосвоенной сырьевой базой углеводородов. Моря России содержат примерно 40% суммарных ресурсов нефти, конденсата и газа шельфа Мирового океана. Доказано, что по величине нефтегазового потенциала наиболее перспективными являются недра арктических морей – Карского, Баренцева, Печорского, Лаптева, Чукотского и Восточно-Сибирского. При этом около 85% ресурсов газа и нефти, оцененных в недрах, приходится на Карское и Баренцево моря. Главной особенностью континентального шельфа нашей страны можно считать то, что около 75% акваторий расположено в арктических и северных районах, которые в течение продолжительного времени покрыты льдами, что в свою очередь создает дополнительные трудности для промышленного освоения [1].

Бурение скважин на арктическом шельфе и на море – процесс более трудоемкий и дорогостоящий, по сравнению с бурением скважин на суше. Это обусловлено наличием водного пространства над придонным устьем скважины и применением специальных морских оснований, предназначенных для выполнения с них полного комплекса работ по строительству скважины, а также для размещения на них бурового оборудования. Кроме этого, удорожание процесса бурения можно связать с наличием сложных гидрологических и метеорологических условий работы на акваториях (течения, приливы и отливы, волнения и ветры, морось, снег, туманы, ограниченная горизонтальная видимость, температура воды и воздуха, ледовый режим и т.д.).

Ветры, течения и волнения водного пространства, расположенного над придонным устьем скважины, способны вызывать качку плавучих буровых установок, перемещение инструментов и оборудования по палубе, дрейф и снос буровых установок в направлении течения или ветра. Качка может оказывать отрицательное физиологическое воздействие на персонал, работающий на буровой установке. Волнение моря может оказывать пагубное влияние не только при бурении с плавучих буровых, но и при ведении работ с неподвижных (стационарных) установок. Это вызвано тем, что волны, обрушивающиеся на основания буровых, могут привести к их повреждению или полному разрушению [2].

Рыхлые породы, слагающие морское дно, как правило, отличаются сильной обводненностью. При проведении работ по сооружению скважины в обводненных породах для обеспечения устойчивости стенок скважины и сохранности керна приходится использовать комплекс специальных технических средств. Появляется необходимость в осуществлении дополнительных технологических мероприятий, требующих дополнительные материальные затраты и удовлетворяющих жестким требованиям по охране окружающей среды от загрязнения.

Специфические метеорологические и гидрологические условия моря накладывают ограничение на возможности и снижают эффективность применения технологий бурения и технических средств, используемых при бурении на море. В связи с этим проблема, связанная с повышением эффективности сооружения скважин на море и на арктическом шельфе, по-прежнему является одной из ключевых в процессе вовлечения в разработку природных ресурсов подводных месторождений.

Для сооружения и последующей эксплуатации морских скважин экономически оправдано создание массивных, дорогостоящих стационарных/полустационарных, а также погружных конструкций основания, которые позволят разместить на них стандартную буровую технику, использовать отработанные при строительстве скважин на суше технологии по бурению, добыче, сбору и подготовке газа и нефти к транспортировке.

В свою очередь сооружение разведочных скважин на море и на арктическом шельфе требует создания принципиально новых технологий бурения и конструкций бурового оборудования, способных гарантировать

бурение скважины с соблюдением всех требований по безопасности и экологичности, способных обеспечить высокое качество ведения работ при минимальных затратах. Для создания таких технических средств и технологий необходимо в первую очередь произвести классификацию основных факторов, способных оказать влияние на показатель эффективности сооружения скважин на море и на арктическом шельфе. Наличие подобной классификации позволит более точно определить возможные пути развития, совершенствования существующих технологий бурения и технических средств, используемых для строительства скважин на море.

На процесс сооружения скважины на море оказывают влияние естественные, технологические и технические факторы. Следует отметить, что наибольшее влияние способны оказывать естественные факторы. Естественные факторы определяют организацию работ, особенности конструктивного исполнения техники, стоимость техники, полноту геологической информации, получаемой в процессе бурения и т.п. К естественным факторам можно отнести гидрометеорологические, горно-геологические и геоморфологические условия [2].

Гидрометеорологические условия определяются волнением моря, его температурным и ледовым режимами, скоростью течения воды и колебаниями ее уровня (сгоны – нагоны, приливы – отливы). Также к гидрометеорологическим факторам можно отнести условия видимости (туманы, метели, осадки, низкая облачность).

При бурении на акваториях большую опасность представляют отрицательные температуры воздуха, способные вызывать обледенение оборудования и основания буровой установки. Наличие низких отрицательных температур может стать причиной дополнительных затрат труда и времени на восстановление работоспособности силового оборудования после остановки.

Также время бурения на арктическом шельфе и на море ограничивает снижение видимости, которое на протяжении безледового периода чаще всего отмечается в утренние и ночные часы.

Геоморфологические условия характеризуются строением и очертаниями берегов, топографией и почвой, слагающей дно, удаленностью точки заложения скважины от обустроенных портов и суши и т.п. Для шельфов практически всех морей более характерными являются малые уклоны дна. Однако следует отметить наличие практически у всех шельфов желобов, долин, впадин и т.д.

Почва дна характеризуется своей неоднородностью даже на незначительных площадях. Глина, песок, ил чередуются со скоплениями ракушек, гравия, гальки, валунов, а иногда и с выходами скальных пород в виде рифов и отдельных камней.

Полная классификация основных факторов, влияющих на показатель эффективности сооружения скважин на море и на Арктическом шельфе, представлена в таблице 1.

Таблица 1

Факторы, влияющие на эффективность бурения скважин на море

Естественные	Горно-геологические	Геологическое строение месторождения, физико-механические свойства пород, морфологические особенности продуктивных отложений
	Гидрометеорологические	Ветер, волнения, колебания уровня воды (сгоны – нагоны, приливы – отливы), течения, ледовый и температурный режимы, видимость (туманы, метели, осадки)
	Геоморфологические	Очертания берегов, топография дна, почва дна, глубина воды, удаленность от мест укрытия
Технические	Типы морских буровых оснований	Плавающие, стационарные
	Способы стабилизации морских буровых оснований	Статическая, динамическая
	Типы буровых станков, инструмента и схем их компоновки	Специальные морские, наземные (при бурении с суши на шельфе), комбинированные
Технологические	Специфика бурения	С поинтервальным опробованием, с выносом породы потоком воды в виде пульпы, сплошным забоем (без отбора керна)
	Способы бурения	Гидромеханический, вращательный, ударный, прочие, комбинированные
	Назначение скважины	Эксплуатационные, инженерно-геологические, структурно-картировочные, разведочные

В настоящий момент освоение нефтегазовых ресурсов моря и арктического шельфа основывается на результатах большого числа научных исследований как фундаментального, так и прикладного характера. Происходит внедрение новых, эффективных технико-технологических решений, способных обеспечить более рациональное использование природных ресурсов, уменьшение капитальных вложений, выполнение требований по безопасности и охране окружающей среды. Направления научно-технического обеспечения морских нефтегазовых проектов, в настоящий момент, определяются исходя из конкретных условий природно-географического, метеоклиматического, геолого-геофизического, и инженерно-океанологического расположения месторождений, развитием промышленности, создающей новые технические средства и технологии для обустройства промыслов, добычи и транспортировки продукции скважин. Наличие классификации основных факторов, способных оказать влияние на показатель эффективности сооружения скважин на море и на арктическом шельфе позволит более обоснованно выбрать наиболее перспективные пути развития, совершенствования существующих технологий бурения и технических средств, используемых для строительства скважин на море. Наличие классификации также позволит определить приоритетные направления исследований

по созданию принципиально новых технических средств и технологий для бурения скважин на море и на арктическом шельфе.

Литература

1. Калашник А.И., Мельников Н.Н. Шельфовые нефтегазовые разработки западного сектора российской Арктики: геодинамические риски и безопасность//Газовая промышленность. – 2011. – № 661. – С. 46 – 55.
2. Кузнецов В.Г., Щербич Н.Е., Сазонов А.И., Кузьменко С.Е. Особенности бурения скважин на арктическом шельфе: Учебное пособие. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2016. – 53 с.

О ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ КОВШЕБУРА ПРИ РАЗВЕДКЕ РОССЫПНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В КРИОЛИТОЗОНЕ

Д.М. Татаринов, Н.Г. Тимофеев, А.А. Иванов

Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова, г. Якутск, Россия

Разведка россыпных месторождений полезных ископаемых (алмазов, золота, олова и др.) в основном приходится в арктической зоне северо-востока страны, где преобладает мощная толща многолетнемерзлых пород с особыми условиями для выбора техники и технологии буровых работ.

Основным способом поисковой и детальной разведки россыпных месторождений полезных ископаемых до настоящего времени является проведение значительного объема разведочных шурфов.

Шурф - вертикальная (реже наклонная) горная выработка, проведённая с поверхности земли для поиска и разведки полезных ископаемых с доступом в нее людей [1].

В практике геологоразведочных работ, при разведке россыпных месторождений полезных ископаемых в условиях многолетнемерзлых пород, широкое распространение получил буровзрывной способ проходки шурфов с подъемом породы ручными воротками *рис.1*. Выбор способа проходки шурфов в первую очередь зависит от горно-геологических условий разведываемого участка. Проходка шурфов способами на «пожог» и на «проморозку» из-за низкой производительности и большой трудоемкости применяются практически не применяются.



Рис.1. Ручной подъем породы из шурфа, на примере АО «Алмазы Анабара»

Шурфы в зависимости от условий залегания россыпей и степени разведки проводятся сечениями 1,25 (1,0x1,25м), 1,5 м², реже 3,2 и 4 м². При глубине шурфов до 5-10 м проветривание забоя после взрыва осуществляется за счет естественной тяги, при больших глубинах применяются ручные вентиляторы. Крепление стенок шурфа до глубины 1 м осуществляется деревянной крепью [1].

Шурфопроходческое звено, как при ручном, так и при механическом подъеме пробы из выработки состоит из трех человек. Цикл начинается с уборки породы в выработке и заканчивается взрыванием шпуровых зарядов определенного интервала. Средняя циклограмма проходки одного шурфа с сечением 4м² и глубиной 20м. приведена на *рис.3*.

Операции	Время	Время смены											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Бурение	2 ч.	[Black bar]											
Заряжание и взрывание	30 мин			[Black bar]									
Проветривание	30 мин			[Black bar]									
Уборка	6 ч.				[Black bar]								
Крепление	2 ч											[Black bar]	
Вспомогательные работы	30 мин												[Black bar]
Общее время		11 часов 30 мин											

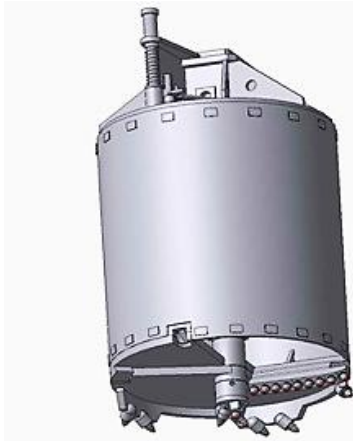
Рис.2. Средняя циклограмма проходки шурфа взрывным способом.

Из циклограммы (рис.2) видно, что проходка разведочных шурфов осуществляется с большим объемом ручного труда, при этом половина рабочего времени уходит на уборку горной массы из выработки. При использовании же крана для подъема бады дополнительное время расходуется на монтаж и демонтаж оборудования.

Учитывая тенденции увеличения объема шурфопроходческих работ при разведке россыпных месторождений полезных ископаемых, актуальность совершенствования техники и технологии этих работ значительно возрастает для геологоразведочных организаций страны. В первую очередь это касается изыскания высокопроизводительных и безопасных способов сооружения горных выработок: бурения скважин большого диаметра, шурфо-скважин и т.д.

В этой связи одним из основных и перспективных направлений по совершенствованию существующей техники и технологии шурфопроходческих работ является возможность применения бурового способа.

В российской практике, по способу разрушения породы практическое применение для сооружения горных выработок (скважин большого диаметра, шурфо-скважин и др.) нашли следующие способы бурения: вращательный, ударный, ударно-вращательный, вибрационный и др.



Вращательный способ бурения скважин является наиболее распространенным способом и осуществляется в основном со следующими буровыми инструментами большого диаметра (шурфобурами) шнековыми, дисковыми, грейферами, колонковыми бурами и ковшебурами.

Из перечисленных способов вращательного бурения скважин большого диаметра перспективным на наш взгляд является применение технологии ковшового бура.

Ковшовые буры (рис.3) применяются в сыпучих и обводненных породах с содержанием до 40% валунов от общего объема породы. По сравнению с дисковыми и шнековыми бурами ковшовые шурфобуры характеризуются меньшей производительностью. Основным недостатком ковшового бура является необходимость в дополнительной мощности для углубления бура в горный массив. Но ковшовые буры имеют ряд преимуществ при бурении скважин в условиях водопритоков и неустойчивых стенок, по сравнению с другими бурами;

Рис.3. Ковшовый бур

Технология бурения ковшебурами при разведке россыпных месторождений полезных ископаемых в осложненных горно-геологических разрезах, в условиях распространения многолетнемерзлых пород, в криолитозоне не достаточно изучена, проведенные научно-исследовательские работы были направлены для применения в благоприятных горно-геологических условиях.

На Северо-Востоке России, на территории Республики Саха (Якутия), Магадана и Чукотки объемы разведки и добычи россыпных месторождений полезных ископаемых ежегодно увеличиваются и горно-геологическими компаниями такими как АО «Алмазы Анабара», ООО «АДК», АО «Якутскгеология», АО «Сусуманзолото» и др. стоит серьезная задача по совершенствованию технологии бурения скважин большого диаметра в условиях криолитозоны и суровых климатических условий окружающей среды, с целью повышения производительности, ускорения разведки, удешевления себестоимости, обеспечения безопасности разведочных работ.

В статье «Проблемы методики разведки россыпей золота» [2] авторами предпринята попытка привлечь внимание руководителей и геологов россыпных золотодобывающих предприятий к необходимости нового рассмотрения вопросов техники и технологии поиска и разведки россыпных месторождений полезных ископаемых. По мнению авторов, комплексное изменение подходов может восстановить утраченное доверие к россыпной разведке, создать условия для привлечения на Северо-Восток крупного капитала, что, в конечном счете, позволит кардинально увеличить россыпную золотодобычу.

В этом плане, продолжение комплексных научных исследований по совершенствованию технологии и методики применения ковшебура при разведке россыпных месторождений полезных ископаемых в условиях криолитозоны Северо-Востока России и Арктики, разработка новых конструкторских решений по режущей части, механизма отбора и выноса пробы, геомеханических моделей горного массива вокруг горной выработки имеет особую актуальность.

Литература

1. Грабчак Л.Г. Горноразведочные работы / Л.Г. Грабчак. – М.: Высш. шк., 2003. – 661 с.
2. Гольдфарб Ю.Б., Петров А.Н., Прейс В.К., Скурида Д.А. Проблемы методики разведки россыпей золота/ Золотодобыча, №165, Август, 2012 (<https://zolitodb.ru/articles/geology/mining/10719>).

ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ САМОХОДНЫХ БУРОВЫХ УСТАНОВОК В ЗИМНЕЕ ВРЕМЯ

Н.Г. Тимофеев, Д.М. Татаринов, В.Л. Петров

Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова, г. Якутск, Россия

В районах Северо-Востока и Арктики Российской Федерации при геологоразведочных и инженерных работах широко востребованы самоходные буровые установки широкой модификации для бурения скважин различного целевого назначения. В связи с географической труднодоступностью участков производственных работ в теплое время года, основной объем буровых работ приходится в зимнее время года.

Буровой парк геологоразведочных организаций устаревает из-за отсутствия выпуска отечественными заводами бурового оборудования нового поколения, начался процесс закупки импортного оборудования, обладающего более высокими технологическими возможностями, но недостаточно приспособленного для работы в условиях криолитозоны северных и арктических регионов. К тому же, увлечение импортной техникой, как известно, приводит к постоянной зависимости от зарубежных фирм – поставщиков по обеспечению запасными частями, технологическими средствами, материалами и техническому обслуживанию.

Все это не соответствует политике импортозамещения, проводимой в стране в последнее время в условиях санкций.

В районах Севера и Арктики задача научно-технического прогресса и внедрения инновационных технологий в бурении скважин приобретают особую актуальность. Требуются современная буровая техника северного исполнения и специфичные технологии, учитывающие особенности климата региона.

Многолетняя мерзлота и сложноструктурное строение вскрышных породных массивов характерны для месторождений Якутии, где температура в зимние месяцы достигает - 50 °С, а средняя годовая - не превышает минус 10-15 °С. Это предопределяет весьма неблагоприятные условия бурового процесса, обслуживания станка и работы смежных механизмов горного производства. Главной причиной осложнений является недоучет температурного фактора, нарушение нормального температурного режима скважины, при котором интенсивность теплообменных процессов между мерзлыми породами и циркулирующей в скважине промысловой средой, вызывает нарушения агрегатного состояния льда как связующего цемента.

Опыт бурения инженерно-изыскательских скважин ООО «МИП «Арктик-Бур» зимой показывает ряд проблем, связанных с отрицательной температурой окружающей среды. Одной из таких проблем можно считать то, что при бурении скважин, когда температура воздуха ниже - 30 °С, происходит мгновенное смерзание выбуренной породы (керн) к внутренней стенке колонковой трубы. Это объясняется тем, что процесс механического разрушения породы сопровождается выделением тепловой энергии и нагревом буровой коронки и керна. Положительная температура керна сохраняется до окончания углубления забоя скважины, т.е. до подъемных операций, когда колонковая труба перестает подвергаться трению о стенки скважины и нагреваться. После извлечения полной колонковой трубы из ствола скважины идет обратный процесс промерзания бурового снаряда и происходит мгновенное смерзание выбуренного керна. [1,2,3,4].

В зимнее время года характерны осложнения, связанные с отрицательной температурой окружающей среды. Одной из таких проблем является экстремально низкая температура (ниже -40 С), которая приводит к замерзанию гидравлических рукавов самоходных буровых установок, в последствии к разрыву в местах изгиба рукавов при спуско-подъемных и вспомогательных операциях, что способствует вытеканию гидравлической жидкости в наружу и прекращению буровых работ, с созданием далеко не комфортных ситуаций обслуживающему персоналу. (рис.1 и рис.2.).

Резервуар буровой установки, наполненный гидравлической жидкостью, постоянно подвергается перепаду температур при частых подогревах и охлаждении жидкости, покрывается изнутри конденсатом, увеличивающимся с каждым циклом замерзания-оттаивания. В результате такого явления образуется не допустимое количество воды в гидравлической системе буровой установки, которое приводит к прихвату гидравлических соединений и крана системы, с аварийными последствиями.

В результате возникновения данных ситуаций, наблюдаются преждевременный выход из строя основных узлов кинематики установки, частый ремонт оборудования, закупка запасных частей и др., что создает далеко не комфортные условия машинистам буровых установок, инженерам и мастерам предприятий по обслуживанию оборудования в зимнее время.

Рабочему персоналу постоянно приходится контролировать условия работы узлов гидросистемы бурового оборудования:

- на предмет избыточного изгиба;
- дефекта рукавов высокого давления (РВД) гидравлической системы;
- посезонная замена рабочей жидкости гидравлической системы;
- предварительное прогревание гидросистемы перед работой;
- необходимо постоянная циркуляция рабочей жидкости в гидравлической системе при остановке процесса бурения и другие факторы которые прямо зависят от окружающей среды работы самоходной буровой установки с гидравлической подачей.

Большинству промышленных организаций, в силу отсутствия специальных технологических укрытий и защиты основных узлов гидросистемы самоходной буровой установки, приходится останавливать рабочий процесс при температуре окружающей среды ниже -40°С, что в последствии способствует простоям и отставанию от производственного плана.

Существующие тентовые буровые укрытия предназначены для стационарных и передвижных буровых установок (типа А-50, установка для капитального ремонта скважин), в особенности для установок бурения нефтяных и газовых скважин. Для круглогодичной работы буровых установок, нефтяные компании как ГАЗПРОМ, РОСНЕФТЬ и др. заказывают для работы в зимних условиях специальные буровые укрытия.

Основные недостатки вышеприведенных (существующих) укрытий:

- применение только в стационарных буровых установках глубокого бурения;
- трудность монтажа и демонтажа конструкции укрытия;
- невозможность использовать в самоходных буровых установках;
- ареол укрытия установки полная и капитальная;
- необходимость дополнительного отопления в зимних условиях;

В этой связи, в районах Севера-Востока и Арктики Российской Федерации проведение исследований и разработка инновационных методов улучшения условий труда рабочего персонала и технологии защиты гидравлической системы самоходного бурового оборудования, учитывающей суровые особенности климата региона, является актуальной научно-технической задачей всего бурового производства крупных региональных компаний.



Рис.1. Особенности бурения скважин в зимних условиях. На фото выделено наиболее уязвимое место изгиба РВД гидросистемы УРБ при спуско-подъемных операциях



Рис.2. Atlas-Copco-ROC-L8. На фото выделено наиболее уязвимое место изгиба РВД гидросистемы при спуско-подъемных операциях

Литература

1. Технический отчет по результатам инженерно-геологических изысканий ООО «МИП «Арктик-Бур» на объекте «Якутский республиканский онкологический диспансер на 210 коек в г. Якутске с радиологическим отделением и хозблоком (2-ая очередь первого пускового комплекса: Онкоклинический центр с поликлиникой на 210 посещений в смену, стационаром на 180 коек и хозблоком)».
2. Технический отчет по результатам инженерно-геологических изысканий ООО «МИП «Арктик-Бур» на объекте «Центр подготовки лыжников в г. Алдан. Главный корпус».
3. Технический отчет по результатам инженерно-геологических изысканий ООО «МИП «Арктик-Бур» на объекте «Многоквартирный жилой дом в с. Сунтар, ул. Строительная, 2/1».
4. Технический отчет по результатам инженерно-геологических изысканий ООО «МИП «Арктик-Бур» на объекте «Цех комплексной переработки руды, золотоизвлекательной фабрики (ЗИФ) на руднике «Бадран».

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕХНИЧЕСКОЙ ВОДЫ И ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА НА ЭЛАСТОМЕР ВЗД ПРИ ИМИТАЦИИ ЕГО РАБОТЫ НА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОМ СТЕНДЕ

А.В. Фёдоров, Л.А. Ушаков, А.В. Епихин

Научный руководитель – старший преподаватель А.В. Епихин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день нефтегазовые скважины бурятся различными по типу передачи вращения долоту методами – с обеспечением энергии долоту непосредственно с устья (роторное бурение) и с преобразованием энергии бурового раствора в механическую энергию ротора, приводящего в движение вал, вращающий породоразрушающий инструмент (турбинное бурение, использование турбобура, винтового забойного двигателя). Выбор метода обуславливается задачами и условиями бурения. Для наклонно-направленного бурения, разбуривания цементных мостов, песчаных пробок наибольшее распространение получил винтовой забойный

двигатель (ВЗД). Несмотря на широкое применение и эффективность работы ВЗД, сегодня существенным образом стоит вопрос увеличения срока службы его рабочей пары – статора и ротора-винта, а именно обкладки статора, называемой эластомером. В результате многочасового воздействия трения ротора, эластомер подвергается деформированию, тем самым нарушается герметизация статора-ротора (натяг), что приводит к снижению коэффициента полезного действия ВЗД, падению вращающего момента, сокращению срока службы ВЗД и, как следствие, к увеличению количества спускоподъемных операций (СПО) [1].

Степень износа эластомера определяется многочисленными факторами: видом материала эластомера статора и типом металла ротора, их свойствами, типом и параметрами бурового раствора, определяющим его агрессивность, установившейся температурой в среде [1, 2].

В зависимости от условий бурения и соответствующей работы ВЗД необходимо обеспечить оптимальные условия для максимального срока службы эластомера. На основе изученной проблематики в статье исследуется влияние бурового раствора на параметры эластомера при имитации взаимодействия пары «ротор-статор» на экспериментальном стенде (рис. 1). В качестве образца использовалась марка резиновой смеси повышенной износостойкости ИРП-1226, из материала которой вырезались заготовки заданных размеров – для исследования их параметров в водном буровом растворе, затем растворе на основе дизельного топлива. Ежедневно с помощью штангенциркуля и электронных весов определялись параметры эластомера – длина l , ширина b , толщина h , масса m . (табл. 1, рис. 2).

Результатом взаимодействия ротора со статором в среде дизельного топлива является шлиф от срезанной резины на образце. Поэтому измерялись толщина образца h – в срезанной части, а также наименьшая и наибольшая ширина шлифа d_{\min} и d_{\max} , (табл. 1, рис. 3).

В результате анализа полученных значений подтверждается предположение об износе эластомера в агрессивных средах: относительное изменение толщины образца за весь период изнашивания в водном растворе составило 3,57%, а в растворе на основе дизельного топлива – 4,75%.

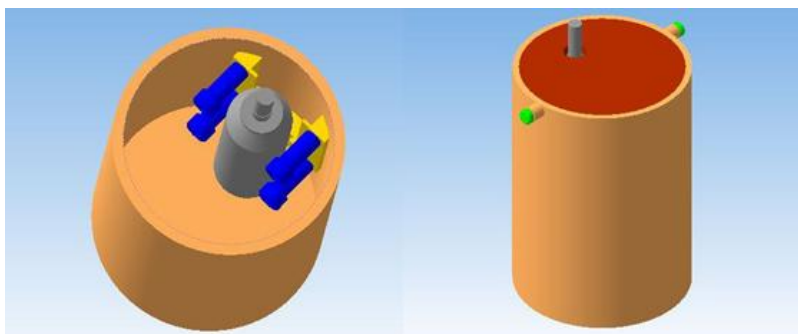


Рис. 1 – Модель винтового забойного двигателя: установленный ротор с упором для эластомера, прижимаемый четырьмя винтами (слева) и корпус модели в закрытом варианте (справа)

Важно отметить, что агрессивность дизельного топлива интенсивно проявляется на ранних этапах эксперимента. При первом измерении (первые 6 часов работы ВЗД) относительное изменение толщины образца в растворе на основе дизельного топлива составило 2,76%, а в водном растворе – 0,87%. Это говорит о возможности преждевременного выхода из строя ВЗД при использовании бурового раствора на углеводородной основе. Аналогичные выводы сделаны для динамики изменения размеров шлифа – за первые 6 часов изнашивания наблюдается стремительное увеличение его размеров, а затем стабилизация, представляющее снижение прироста максимальной ширины шлифа и придание ему полуцилиндрической формы ($d_{\min} \rightarrow d_{\max}$). Помимо механического износа эластомера в присутствии агрессивной среды возникает угроза выноса пластификатора из материала эластомера, поскольку углеводороды являются естественным растворителем для резинотехнических изделий. Частичное изменение таких параметров как длина l и ширина b связаны с упругими свойствами эластомера – по мере образования шлифа образец подвергался касательным напряжениям и частично изгибался относительно оси, параллельной оси ротора.

Таблица 1

Изменение параметров эластомера при имитации работы ВЗД в воде и дизельном топливе

Суммарное время работы ВЗД $\sum t$, ч	Длина l , мм	Ширина b , мм	Толщина h , мм	Суммарное время работы ВЗД $\sum t$, ч	Длина l , мм	Ширина b , мм	Толщина h , мм	Ширина шлифа d_{\min} , мм	Ширина шлифа d_{\max} , мм
Вода				Дизельное топливо					
0	70,0	50,0	11,6	0	70,00	50,40	11,90	0,00	0,00
6	70,0	50,0	11,5	6	69,61	49,78	11,58	8,88	11,38
16	70,0	50,0	11,3	14	69,88	49,78	11,50	9,39	11,46
25	70,0	49,0	11,3	19	69,00	49,65	11,46	9,80	11,76
34	70,0	49,5	11,3	27	68,80	49,45	11,46	10,40	12,48
40	70,0	49,5	11,2	36	68,80	48,54	11,36	11,24	12,72
46	70,0	48,8	11,2						

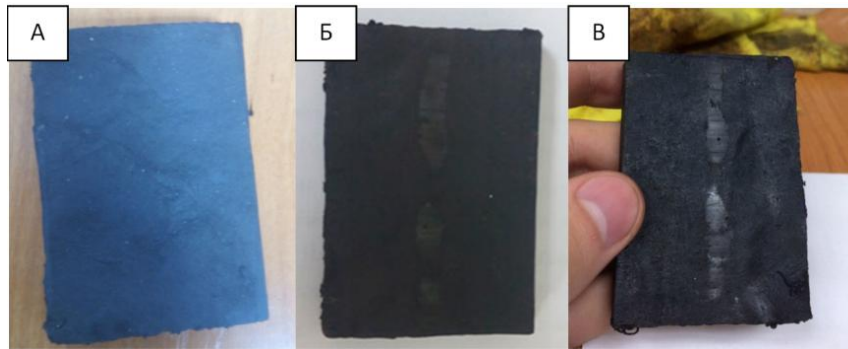


Рис. 2 – Последовательность износа эластомера при водном буровом растворе:
А – начальный, Б – промежуточный, В – конечный этапы

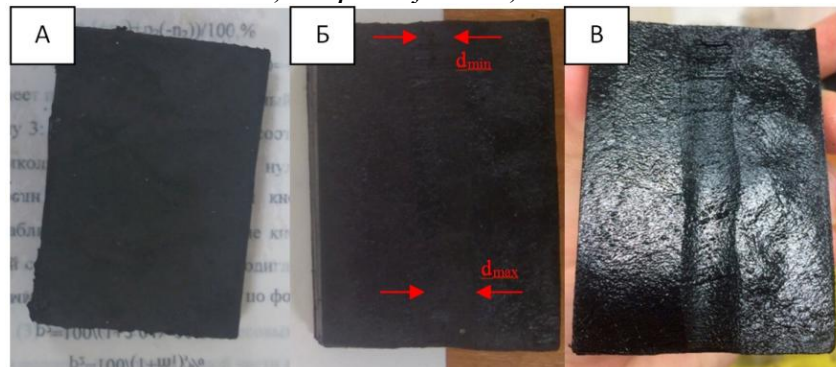


Рис. 3 – Последовательность износа эластомера при дизельном буровом растворе:
А – начальный, Б – промежуточный, В – конечный этапы

Дизельная среда проявила свою агрессивность, так как материал ИРП-1226 не является вулканизированным. В результате происходит растворение пластификатора резины, что приводит к снижению упругости образца. При длительной работе ВЗД повышается температура бурового раствора, следовательно, эластомера. В результате раствор может заполнять поры эластомера, что ведет к его набуханию и уменьшению зазора между ротором и статором. Для дальнейшей работы ВЗД потребуется создать больший крутящий момент, что в совокупности со снижением упругости приведет к ускоренному износу образца. [3]

По результатам исследований были сделаны нижеследующие выводы. Тестовый эксперимент в водной среде показал – интенсивного износа эластомера не происходит, что позволяет использовать полученные результаты, как реперные для других типов буровых растворов. Также подтверждено интенсивное влияние дизельного топлива, как дисперсной среды, на параметры эластомера. Имеется предположение, что если приблизить условия к забойным, то температурный фактор будет способствовать ускорению процесса износа эластомера.

Литература

1. Попов А.Н. и др. (под ред.) Технология бурения нефтяных и газовых скважин: учебник для вузов / – Москва: Недра, 2003. – 509 с.
2. Балденко Д.Ф. и др. Одновинтовые гидравлические машины в 2 т. // Информационно-рекламный центр газовой промышленности. — М.: Газпром, 2005-2007. с. 474-483.
3. Епихин А. В. и др. Исследование влияния дизельного топлива на резину эластомера винтового забойного двигателя в температурном интервале 25-90° С //Экспозиция Нефть Газ. – 2016. – №. 6. – С. 68-70.

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ КОМПЛЕКСНОГО ДЕЙСТВИЯ ДЛЯ УЛУЧШЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ЛБТ

А.И. Шакирова

Научный руководитель – профессор А.Х. Аглиуллин

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

На сегодняшний день остро стоит проблема освоения Арктики и вместе с тем использование соответствующей техники и технологии в процессе поиска и извлечения запасов трудноизвлекаемых углеводородов. С этой целью для освоения нефтегазовых месторождений шельфа арктических морей России требуется применение не только специальных технологий и технических средств, но и разработка специальных материалов, способных работать в суровых горно-геологических и климатических условиях, а также способствующих сокращению технико-экономических показателей бурения: сокращение сроков строительства

скважин, безопасное ведение работ путем повышения оперативности транспортировки оборудования, облегчения буровой оснастки, продолжительности буровых работ без простоев и непроизводительного времени.

Как показывает опыт бурения скважин с большими отходами, возможно использование легкосплавных бурильных труб повышенной надёжности (ЛБТПН), изготовленных из специальных алюминиевых сплавов, в нижней части бурильной колонны и в сильно-искривленных участках скважины [1-4].

Проведенный анализ математических моделей различных составов компоновок бурильной колонны для процессов роторного и направленного бурения скважин показал преимущества использования легкосплавных бурильных труб (ЛБТ) в составе комбинированной бурильной колонны, состоящей также из стальных бурильных труб и легкосплавных. Расчеты по моделированию и выбору компоновки бурильной колонны (КБК) были выполнены на базе программных обеспечений Landmark и ПК «Инженерные расчеты строительства скважин». При анализе расчетов нагрузок и моментов, испытываемых бурильной колонны, при заданной глубине, детально анализируются напряжения, запасы прочности на растяжение и сжатие, для различных видов нагружения БК.

Таблица 1

Сводные нагрузки комбинированной БК при различных режимах бурения

Режимы бурения	STF	В	Момент на роторе, Н·м	Вес на крюке, т	Осевое напряжение = 0	
					Расстояние от поверхности, м	Расстояние от долота, м
Подъем	~~~	~	0	88	2661	733
Вращение на забое	~~~	~	12247	67	2286	1108
Спуск	~~~	~	0	55	2060	1334
Вращение над забоем	~~~	~	10221	71	2442	952
Режим «слайдирования»	~~~	~	1500	52	1942	1456

Расшифровка кодов изгибов и напряжений: ~ = Нет проблем, S = Синусоидальный, Н = спиральный, L = Запирание, T = Момент, F = усталость, X = Превышение предела текучести, Y = Достигнут предел текучести

Согласно полученным результатам из таблицы 1 видно, что дополнительный запас прочности по остаточному весу на крюке позволяет довести нагрузку до породоразрушающего инструмента. Поэтому применение комбинированных БК с включением легкосплавных бурильных труб при бурении горизонтальной скважины большой протяженности не только существенно снижает нагрузки на подъемную часть буровой установки, но и увеличивает протяженность горизонтального ствола (ГС) таких скважин.

Следует отметить, что на сегодняшний день выпускаемые легкосплавные бурильные трубы и материалы, из которых их изготавливают, имеют определенные недостатки, связанные с работоспособностью в глубоких и сверхглубоких скважинах. Алюминиевые бурильные трубы изготавливаются из нескольких типов алюминиевых сплавов: наиболее распространенные сплавы Д16Т и 1953Т1. Однако имеются недостатки данного материала: ЛБТ в большей степени подвергаются разрыву при гидроударах в сравнении со стальными бурильными трубами. Прочность ЛБТ на растяжение резко снижается при одновременном приложении крутящего момента к ним, особенно с повышением температуры в скважине.

Таким образом, целью данной работы является применение технических средств комплексного действия для улучшения физико-механических свойств ЛБТ в процессе бурения скважин.

Значительные работы в направлении упрочнения алюминиевого сплава ведутся отечественными и зарубежными исследователями, внедряющими новые методики получения высокопрочного состояния материала бурильных труб, улучшающие износостойкость, коррозионностойкость и структуру материала алюминиевого сплава. Одним из эффективных способов получения высокопрочного состояния материала труб является измельчение структуры зерна до субмикроструктурных и нанокристаллических величин в композиционных и механически легированных сплавах с помощью интенсивной пластической деформации – равноканально-угловое прессование. При неоднократном повторении процедуры РКУП происходит систематическое увеличение деформации, приводящее к последовательному уменьшению размера зерна обрабатываемых металлов и сплавов, что приводит к значительному улучшению их механических свойств, в частности, к повышению пределов прочности и текучести [5-6].

В данной работе на примере модельного алюминиевого сплава 1421 продемонстрированы результаты триботехнических испытаний, показывающие влияние СМК структуры на износ алюминиевого сплава.

В ходе исследований на установках тестер смазочных свойств фирмы «FANN» модели 212 и машине трения УМТ 2168, предназначенные для измерения коэффициента трения и оценки скорости изнашивания пар трения «металл-металл» и моделирующие процесс спуско-подъемных операций (СПО) в обсаженном стволе скважины, были получены значения коэффициента трения (φ) и скорости изнашивания (a , мм/ч) «сплав 1421 (до и после обработки) – сталь 45» в промывочных жидкостях, соответствующих реальным условиям бурения. Средой для проведения опытов являлся полимерглинистый раствор (ПГР) (Вода + 4% Бентонит + 0,2% ЧГПАА + 0,3% ПАМ + 0,1% NaOH) и БГЖ – техническая вода [7].

Полученные результаты показали, что при использовании метода обработки равно-канального углового прессования и с учетом применения в составе бурового раствора полимерных добавок, значения коэффициента трения и скорости изнашивания уменьшаются.

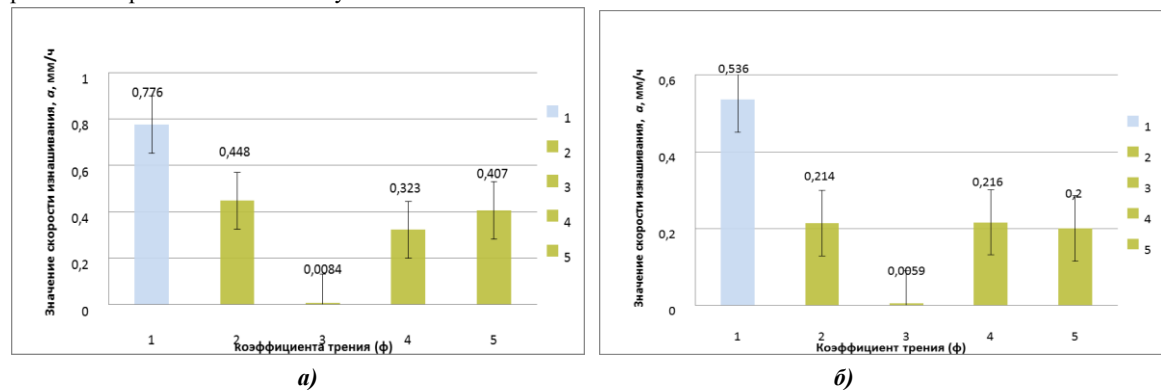


Рис.1 – Диаграмма зависимости коэффициента трения от значения скорости изнашивания «сплав 1421 – сталь 45» в среде а) – БПЖ – техническая вода, б) – ПГР – полимерглинистый раствор (доверительные интервалы определены при доверительной вероятности 80%).
1 – исходный образец сплава 1421 – сталь 45 на УМТ-2168; 2- после РКУП сплав – сталь на УМТ-2168; 3- сталь 40Х – сталь 45 на FANN тестере; 4- исходный образец сплава 1421 – сталь 45 на FANN тестере; 5- после РКУП сплав – сталь на FANN тестере.

Полученные результаты показали, что, применяя метод интенсивной пластической деформации (РКУ прессование), можно не только существенно измельчать структуру материалов, но и повышать его износостойкость. Многими исследователями подтверждено, что твердость, предел прочности, жаропрочность, микроструктура и коррозионная стойкость являются определяющими факторами в отношении износа [8-9]. Триботехнические испытания продемонстрировали положительное влияние на износостойкость структуры алюминиевого сплава после интенсивной пластической деформации. Комплексно, при добавлении антифрикционных компонентов – добавок достигаются наименьшие значения коэффициентов трения и износа, практически в 2 раза по сравнению с применением среды – техническая вода.

Таким образом, в рамках буровой технологии, с помощью метода интенсивной пластической деформации возможно решение множества задач по реализации технологии изготовления и применения легкосплавных буровых труб с улучшенными физико-механическими характеристиками, способных работать в условиях не только Западной и Восточной Сибири, но и для освоения Арктического шельфа.

Литература

1. Файн Г. М., Штамбург В. Ф., Данелянц С. М. Нефтяные трубы из легких сплавов //Недра. – 1990.
2. Басович В. С., Гельфгат М. Я., Файн Г. М. Состояние и перспективы применения изделий из алюминиевых сплавов в нефтегазодобывающей отрасли //Бурение и нефть. – 2003. – №. 4. – С. 24-26.
3. Гельфгат М.Я., Басович Д.В., Буяновский И.Н., Вахрушев А.В. Алюминий вуместо стали: исключение баклинга при горизонтальном бурении. -Нефть и газ. - 06, 2007, с.42-48.
4. Шаммазов А. М. и др. Сверхмелкозернистые материалы и перспективы их использования в горном деле и трубопроводном транспорте //Горный вестник. – 2000. – С. 33-36.
5. Валиев Р. З. и др. Низкотемпературная сверхпластичность металлических материалов //ДАН СССР. – 1988. – Т. 301. – №. 4. – С. 864-866.
6. Valiev R. Z., Tsenev N. K. Structure and superplasticity of Al-based submicron-grained alloys. Hot deformation of aluminum alloys //Proceedings of a symposium by the non-ferrous Metals Committee of the Minerals, Metals and Materials Society, Detroit, Michigan, October. – 1990. – С.8-10.
7. Конесев Г. В. и др. Улучшение антикоррозионных свойств буровых промывочных жидкостей //Казань: Научно-технический вестник Поволжья. –2013. –6 с. – 2013.
8. Wang Z. B. et al. Effect of surface nanocrystallization on friction and wear properties in low carbon steel //Materials Science and Engineering: A. – 2003. – Т. 352. – №. 1-2. – С. 144-149.
9. Макаров А. В., Коршунов Л. Г. Прочность и износостойкость нанокристаллических структур поверхностей трения сталей с мартенситной основой //Известия высших учебных заведений. Физика. – 2004. – Т. 47. – №. 8. – С. 65-80.

**ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ГРАДИЕНТА ТЕМПЕРАТУРЫ НА ИЗНОСОСТОЙКОСТЬ
ЭЛАСТОМЕРА ВИНТОВОГО ЗАБОЙНОГО ДВИГАТЕЛЯ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ
ПРОТЕКТОРНЫХ СМАЗОК ДЛЯ РЕЗИНЫ**

Р.Э. Щербаков, А.В. Епихин

Научный руководитель – старший преподаватель А.В. Епихин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Винтовые забойные двигатели уже не первое десятилетие доказывают свою эффективность в направлении решения задач бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин. Основные параметры винтовых забойных двигателей, такие как ресурс и межремонтный период, определяются конструкцией двигательной секции. Несмотря на достигаемые высокие технико-экономические показатели, недостатком данного типа двигателей все же является быстрый износ двигательной секции, реальная наработка двигателя составляет до 250 часов относительно расчетной в 400-500 часов [1-3].

Режим работы, свойства и состав бурового раствора определяют различные виды износа рабочих поверхностей ротора и статора. Анализ изношенных деталей рабочих органов демонстрирует сочетания не одного, а нескольких видов износа. Главным образом нарушение работоспособности двигателя связано с износом эластомерной обкладки статора [2, 4-5].

Эластомеру как техническому материалу необходимо иметь низкую газо- и водонепроницаемость, химическую стойкость. Однако большинство эластомеров способны впитывать в себя газы и легкие агрессивные жидкости, что впоследствии приводит к «кессонному эффекту». Типичными изменениями, которым подвергаются эластомеры под воздействием агрессивных рабочих агентов, являются: разбухание; усадка; затвердевание; размягчение [3-5].

Кроме того, забойная температура является фактором, ограничивающим эксплуатацию двигателя. Серийные отечественные двигатели рассчитаны на длительную работу при забойной температуре до 100 °С. При повышении температуры резины ИРП-1226, используемой в большинстве отечественных двигателей, происходят необратимые изменения механических свойств эластомера, которые приводят к повышенному износу эластомерной обкладки статора, снижению рабочих характеристик и скорому выходу из строя рабочей секции винтового забойного двигателя [6-7].

Ввиду обозначенных проблем на базе кафедры бурения скважин Национального исследовательского Томского политехнического университета в течение нескольких лет ведутся экспериментальные исследования по оценке износостойкости образцов резины ИРП-1226. В рамках исследований образцы эластомерной обкладки подвергаются воздействию в различных агрессивных жидкостях градиента температур 25-80°С, создаваемого в сушильном шкафу, что имитирует спуск винтового забойного двигателя в скважину. Условия износа обкладки ротором двигателя создаются в специальном цилиндрическом стакане, конструкция которого позволяет зафиксировать неподвижно образец (см. рис. 1). После установки и фиксации образца, стакан наполняется дисперсионной средой бурового раствора.



Рис. 1 – Цилиндрический стакан для исследований: 1 – стакан, 2 – крышка-зажим



Рис. 2 – Инструмент для абразивного воздействия на образец

Абразивное воздействие на образец создается с помощью специального инструмента с режущим профилем размером 2x25 мм (см. рис. 2). Выбор инструмента сделан с целью ускорения процесса эксперимента до полного износа образца. В качестве привода экспериментального стенда используется вертикальный сверлильный станок. Частота вращения равна 180 об/мин. Нагрузка на инструмент создается с помощью навески грузов на штурвал станка и составляет 2 кг.

В качестве реперной точки исследований были выбраны испытания разрушения образцов эластомера в водной среде (результаты исследований приведены в таблице 1). Следующая серия испытаний проводилась в водной среде с использованием силиконовой смазки, которая при нанесении на поверхность образцов эластомеров образует сплошной полимерный слой, защищающий от воздействия влаги и других вредных внешних факторов. Результаты испытаний по оценке износостойкости образцов резины ИРП-1226 с использованием силиконовой смазки приведены в таблице 2.

Таблица 1

Результаты эксперимента по оценке времени износа образцов эластомеров в водной среде после имитации спускоподъемной операции

Дисперсионная среда	Масса, г	Диаметр, мм	Время износа, сек.	Среднее время износа, сек
Нефть	25,504	41,59	205	227
	25,149	41,14	262	
	25,201	41,12	215	
Соляной раствор	20,088	41,54	82	77
	20,57	41,51	70	
	20,618	41,16	78	
Дизельное топливо	20,302	40,91	240	245
	21,594	40,97	220	
	21,398	40,62	278	
Вода	22,406	41,38	110	116
	20,43	41,21	98	
	24,017	41,32	140	

Таблица 2

Результаты эксперимента по оценке времени износа образцов эластомеров с использованием силиконовой смазки после имитации спускоподъемной операции

Дисперсионная среда	Масса, г	Диаметр, мм	Время износа, сек.	Среднее время износа, сек
Нефть	22,655	41,98	250	234
	23,473	42,46	225	
	23,238	42,48	228	
Соляной раствор	21,268	42,23	285	272
	20,446	42,20	245	
	21,100	41,95	286	
Дизельное топливо	22,252	41,62	190	163
	21,446	41,69	135	
	22,514	42,46	165	
Вода	23,303	42,19	190	252
	20,337	41,47	288	
	20,276	41,63	279	

Обработка и анализ полученных данных позволили выявить следующие закономерности. Наиболее износостойкими оказались образцы, которые подвергались воздействию температуры, а затем разрушались в присутствии нефти и дизельного топлива. Однако применение силиконовой смазки позволило добиться увеличения износостойкости образцов, подвергшихся воздействию градиента температур в водной среде и соляном растворе.

Среднее время полного износа составило 3-4 минуты. Наибольшая износостойкость были зафиксирована при проведении эксперимента по оценке времени износа образцов эластомеров, подвергшихся воздействию градиента температур 25-80°C в соляном растворе.

Таким образом, подтверждается актуальность разработки теоретического подхода к описанию процессов, происходящих в эластомере под воздействием скважинных условий в различные моменты эксплуатации винтового забойного двигателя. Кроме того, использование силиконовой смазки для обработки статора винтового забойного двигателя может использоваться для повышения его ресурса.

Литература

1. Балденко Д. Ф., Балденко Ф. Д., Гноевых А. Н. Винтовые гидравлические машины. Том 2. Винтовые забойные двигатели // М.: ООО «ИРЦ Газпром». – 2007.
2. Коротаев Ю.А. Исследование и разработка технологии изготовления многозаходных винтовых героторных механизмов гидравлических забойных двигателей: дис.. доктора технических наук : 05.02.08 / Коротаев Юрий Арсеньевич. – Пермь, 2003. – 386 с.
3. Фуфачев О.И. Исследование и разработка новых конструкций рабочих органов винтовых забойных двигателей для повышения их энергетических и эксплуатационных характеристик: автореф. дис... кандидата технических наук: 05.02.13 / Фуфачев Олег Игоревич. – Москва, 2011. – 138 с.
4. Балденко Д.Ф., Коротаев Ю.А. Современное состояние и перспективы развития отечественных винтовых забойных двигателей [Электронный ресурс] // Журнал «Бурение и нефть». Режим доступа: <http://burneft.ru/archive/issues/2012-03/1>.
5. Голдобин Д. А., Коротаев Ю. А. Особенности конструкции и технологии изготовления статоров винтовых забойных двигателей ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент», армированных стальной тонко стеной винтовой оболочкой // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – № 11. – С. 2-4.
6. Фуфачев О.И., Голдобин Д.А. Новые конструкции статоров винтовых забойных двигателей производства ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент» // Бурение и нефть. – 2010. – №6. – С.50–55.
7. Резиновые смеси по ТУ 2512-046-00152081-2003 [Электронный ресурс]// Режим доступа: <http://meda-group.ru/catalog/15/74>.

ГОРНОЕ ДЕЛО. РАЗРАБОТКА РУДНЫХ И НЕРУДНЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

РЕГИОНАЛЬНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО БОРЬБЕ С ВНЕЗАПНЫМИ ВЫБРОСАМИ УГЛЯ И ГАЗА

А.Р. Айтпаева, Ж.О. Турганбаев

Научный руководитель – профессор Т.К. Исабек

Карагандинский государственный технологический университет, г. Караганда, Казахстан

Гидравлическая обработка угольных пластов позволяет управлять их газодинамикой. Так, медленное насыщение пласта водой без изменения его фильтрационных характеристик приводит к консервации содержащегося в нем газа. При этом давление и скорость нагнетания не должны превышать естественную способность массива принимать жидкость. Физический процесс консервации метана в угле водой протекает следующим образом. Вода, нагнетаемая в пласт под давлением, вначале движется по трещинам и крупным порам, затем под действием капиллярных сил постепенно проникает в переходные поры и микропоры. Находящаяся в них жидкость сдерживает газовыделение из обнаженного массива и отбитого угля. Газовыделение из скважин уменьшается в 10-15 раз, а из отбитого угля в 2-3 раза [1].

При интенсивном нагнетании изменяются фильтрационные характеристики пласта, что приводит к его предварительной дегазации. В этом случае давление и темп нагнетания превышают естественную способность пласта принимать жидкость. Нагнетание под давлением, превышающим вертикальную составляющую напряжений от веса вышележащих пород, вызывает гидроразрыв и гидроразмыв пласта.

Параметры нагнетания: радиус увлажнения-10-15 м., напор-150-200 атм., темп нагнетания от 3 до 15 л/мин.

Пласты, оказывающие обезвреживающее действие при отработке их с опережением по отношению к опасным пластам, получили название защитных.

Сущность защитного действия опережающей подработки или надроботки опасного по внезапным выбросам пласта заключается в его частичной разгрузке от давления вышележащих пород, вследствие чего угольный пласт расширяется, увеличивается его пористость, а, следовательно, и газопроницаемость. В результате разгрузки пласта снижается давление газа в нем, сорбированный газ переходит в свободное состояние и дегазируется через породную толщу в выработку защитного пласта [2].

Для обеспечения эффективности действия опережающей отработки, опережение выемки защитного пласта по отношению к забою откаточного штрека на опасном пласте должно быть не менее двойного расстояния между пластами, считая по нормали к пласту. В таком случае при отработке крутого верхнего защитного пласта защищается не только очистной забой, но и забой откаточного штрека и при мощности пород междупластья до 60 м допускаются работы без дополнительных мероприятий по предупреждению внезапных выбросов. При большей мощности пород междупластья выбросы возможны, но меньшей интенсивности. В этих случаях ПБ требуют дополнительных мер по борьбе с выбросами. Если крутой защитный пласт залегает в почве, то нижняя часть лавы и забой откаточного штрека оказываются незащищенными. Величина незащищенной зоны равна $0.55 \cdot M$, и при мощности пород междупластья более 10 м в незащищенной зоне необходимо применять дополнительные меры по борьбе с выбросами. Схема подработки, надроботки опасных пластов на крутом падении представлена на рис. 1



Рис.1 Схема к построению защитных зон для крутопадающих пластов

Обозначения, принятые на рис.1:

β - углы защиты, град; принимаются по "Инструкции по разработке пластов склонных к внезапным выбросам угля породы и газа" в зависимости от угла падения пласта ($\beta=70-800$);

S_1, S_2 -размеры защищенной зоны по нормали к пласту, м

$$S_1 = \delta_1 * \delta_2 * S, \text{ м (4.1)}$$

$$S_2 = \delta_1 * \delta_2 * S, \text{ м (4.2)}$$

δ_1 - коэффициент, учитывающий мощность защитного пласта;

δ_2 - коэффициент, учитывающий процентное содержание песчаников в породах между пластами;

S, S-размер защищенной зоны, соответственно при подработке и надработке без учета мощности защитного пласта и процентного содержания песчаников в породах междупластья, м; принимается в зависимости от длины очистного забоя и глубины разработки по “Инструкции”

При пологом падении пластов, по данным МакНИИ, защитными являются пласты, расположенные выше опасного на расстоянии до 45 м, и ниже опасного на расстоянии до 100 м (рис.2).

При подработке, надработке опасного пологого пласта защищенная от выбросов зона со стороны падения и восстания расположена на расстоянии 0.1-0.15 м от вертикальных плоскостей, проходящих через верхнюю и нижнюю границы очистных работ защитного пласта. Расчет размеров зон защиты для пластов пологого падения производится по той же методике, что и для крутопадающих пластов

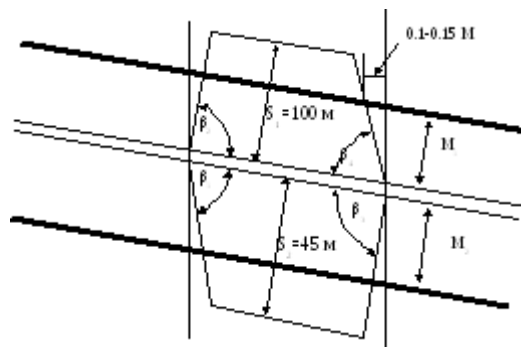


Рис.2 Схема к определению зон защиты для пластов пологого падения

Литература

1. Николин В. И. и др. Особенности проявления выбросоопасности при увеличении глубины разработки // Уголь Украины. 1981. – № 5. – С. 33 – 34.
2. Фейт Г. Н. Выбор критериев для оценки выбросоопасности угольных пластов и безопасность горн. работ.— 1974. – Вып. 127. – С. 19 – 26.

ВНУТРИТРУБНАЯ ДИАГНОСТИКА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Б.С. Алексеев

Научный руководитель – кандидат технических наук Е.Н. Пашков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Развитие нефтегазовой отрасли напрямую ведет к развитию всех компонентов, задействованных в данной области. Безусловно, магистральные трубопроводы играют одну из ведущих ролей, поэтому многие компании тщательно подходят к контролю качества своих трубопроводов.

Основной причиной аварийного выхода из строя трубопроводов является коррозия. Сочетание климатических условий и внешних воздействий ведет к местным повреждениям труб. Кроме коррозионных воздействий, аварии могут случаться в результате дефектов в области сварных швов.

Одним из способов контроля состояния магистральные трубопроводов является внутритрубная диагностика. Под внутритрубной диагностикой понимается получение и обработка информации о техническом состоянии системы трубопроводов в целях обнаружения их неисправностей и дефектов, выявления тех областей трубопроводов, ненормальное функционирование которых привело (или может привести) к возникновению неисправностей или утечек.

Актуальность данной работы заключается в правильности выбора методов диагностики магистральные трубопроводов. Так, побывав на производственной практике в ООО «Газпром Добыча Уренгой», я лично столкнулся с важностью диагностики магистральные трубопроводов. Мы принимали участие в процессах запуска и приема дефектоскопов, что в свою очередь вызвало у меня сильнейший интерес к данному процессу.

Основные цели диагностирования трубопроводов:

Планирование ремонтных работ с последующим их проведением

Профилактика возможных неисправностей

Оценка состояния труб после выполненного ремонта

Отсюда следует вывод, что при обслуживании технологических инженерных коммуникаций, проведение данной процедуры обязательно.

Подвергать проверке состояние трубопроводов данного типа необходимо также, когда они уже используются, а не только перед вводом в эксплуатацию. Прежде чем запустить их, специалисты проверяют степень соответствия сварочных швов требованиям ГОСТ и СНиП, исследуют качество соединений и выясняют, сохранилась ли внутренняя целостность труб [1].

В настоящее время существуют четыре метода диагностики:

Магнитооптическая дефектоскопия

Магнитный метод внутритрубной диагностики основан на регистрации магнитных полей рассеяния, образующихся при намагничивании стенки трубы. Суть метода заключается в том, что, когда в стенке трубы имеется дефект, часть магнитного потока рассеивается на дефекте, что может быть зафиксировано датчиком, расположенным вблизи поверхности трубы. Намагничивание стенки трубопровода снарядами-дефектоскопами обеспечивается при помощи постоянных магнитов, размещённых на цилиндрическом ядре, и гибких металлических щёток, передающих магнитный поток от магнитов в стенку трубы [2].

Магнитная диагностика обладает следующими преимуществами:

- высокая чувствительность к дефектам потери металла
- высокая разрешающая способность
- высокая стабильность результатов контроля
- наглядность результатов контроля
- минимальное количество ложных срабатываний

Магнитная дефектоскопия осуществляется комплексом внутритрубных приборов дефектоскопов диаметром от 219мм (8") до 1420мм (56"), включающих:

- Дефектоскоп продольного намагничивания ДМТ (MFL)
- Дефектоскоп поперечного намагничивания ДМТП (TFI)
- Интроскоп (MFL+)

Существует несколько принципов работы дефектоскопа, однако при этом существует ряд параметров, по которым можно точно определить оценку оборудования по проведению диагностики методом неразрушающего контроля [4]. При выборе дефектоскопа следует учитывать следующие характеристики.

Разрешение дефектоскопа.

Точность определения расположения дефекта.

Скорость диагностики. Как правило, чем быстрее идёт диагностика, тем ниже точность определения дефекта.

Уровень защиты прибора от внешних воздействий. К внешним воздействиям можно отнести влагу, давление, осадки и др.

Температурный режим. Проводя сканирование при критических температурах, прибор может показывать не точные измерения или выйти из строя.

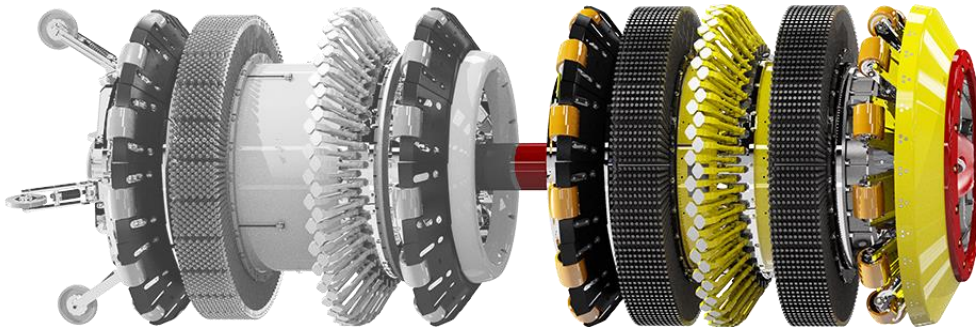


Рис. 1 Дефектоскоп продольного намагничивания ДМТ (MFL)

Ультразвуковая диагностика.

Данным способом проверяется качество соединения компонентов трубопроводов, работающих под высоким давлением и на АЭС. Обусловлено это абсолютной безопасностью ультразвука трубным изделиям. В принцип обнаружения дефектов заложена способность волн ультразвукового диапазона легко проникать сквозь однородный материал. При наличии препятствий волны отражаются [3].

Опрессовка повышенным давлением

Такая проверка труб применяется уже достаточно давно. Невысокая себестоимость работ – одно из несомненных достоинств данного способа. Инертные газы, газовая смесь или водяной пар нагнетаются в трубопровод так, чтобы создать внутри него давление, в 5 раз превышающее рабочее. Затем производится осмотр стыков, швов и мест соединения котельного оборудования и труб. Определение участков, в которых происходят утечки пара, осуществляется по наличию на них конденсата [5].

Видеодиагностика

Её иное название — теледиагностика. Данный метод позволяет визуально оценить состояние трубопровода. Для анализа используется информация, зафиксированная специальными видеокамерами, смонтированными на проталкиваемом стеклопластиковом прутке, или на роботах. Роботы, перемещаясь внутри магистрали, снимают всё, что встретят на своём пути. Затем изображение анализируется. Эта техника способна выявить грубые нарушения целостности труб, протечки на сегментах в грунтах или закрытых тоннелях, места образования крупных засоров и илистых отложений. Такую методику приняли на вооружение многие профильные строительные компании, поэтому данный метод диагностирования заслуживает отдельного разговора [6].

Вывод: в ходе работы были представлены основные способы внутритрубной диагностики магистральных трубопроводов, а именно: магнитооптическая дефектоскопия, ультразвуковая диагностика, опрессовка повышенным давлением и видеодиагностика.

Литература

1. Матвиенко А.Ф., Балдин А.В., Канайкин В.А. Коррозионное растрескивание под напряжением сталей магистральных газопроводов. Аварийные разрушения// Физика металлов и металловедение. – 1998. – том 86. – вып.2. – С.139 – 146.
2. Канайкин В. А., Зенин Е.И., Патраманский Б. В. О достоверности результатов диагностики газопроводов внутритрубными магнитными дефектоскопами. // Девятая международная деловая встреча «Диагностика – 99», Сочи, 1999, т.2. – С.32 – 37.
3. Плаксин Алексей Игоревич, Шлык Юрий Константинович. Современные методы диагностики герметичности стенок магистрального трубопровода. // Известия высших учебных заведений. Нефть и Газ. – 2011. – №2. – С.61 – 64.
4. Чистяков В. В., Молотков С. Л. Сравнительный анализ технических возможностей ультразвуковых дефектоскопов общего назначения. В мире неразрушающего контроля. 2002 № 2 с. 40–44.
5. Липовских В. М. Опыт опрессовки трубопроводов тепловых сетей на повышенное давление. // Журнал "Новости теплоснабжения", № 6 (10), 2001, С. 19 – 21
6. Кретинин О.В., Сизова А.Ю., Туманов А.А., Федосова Л.О Робототехническое устройство для предварительного диагностирования протяженных замкнутых объектов- газопроводов малых диаметров. // Современные проблемы науки и образования. – 2015. - №1-1.- С. 373.

РАЗРАБОТКА МЕР БЕЗОПАСНОСТИ ОТ ЯДОВИТЫХ ГАЗОВ, ОБРАЗОВАННЫХ ПРИ БУРОВЗРЫВНЫХ РАБОТАХ НА ТРУБКЕ «ЗАРЯ»

А.Н. Анисимов

Научный руководитель д.т.н. профессор Н.Н. Гриб

Технический Институт (филиал) Северо-Восточного университета им. М.К. Аммосова, г. Нерюнгри, Россия

Кимберлитовая трубка «Заря» находится на юго-западной окраине Анабарской антеклизы в зоне сочленения с Тунгусской синеклизой, где широко развиты нижнепалеозойские карбонатные породы, перекрытые на значительной части верхнепалеозойскими терригенными отложениями, интродуцированными и бронированными нижнетриасовыми породами трапповой формации.

Кимберлитовая трубка «Заря» полностью перекрыта толщей терригенных образований каменноугольного возраста и породами траппового комплекса пермо-триаса.

Мощность перекрывающих трубку пород варьирует от 84,8 м на северо-западном фланге до 114 м на юго-восточном, в среднем составляя 103 м. [1].

Терригенные отложения, ранее перекрывавшие кимберлитовое тело, практически полностью уничтожены интрузией долеритов и сохранились лишь фрагментарно в углублениях на поверхности рудного тела, либо в виде оторванных и приподнятых блоков. Представлены они преимущественно разномасштабными песчаниками айхальской свиты с прослоями алевролитов, углистых алевролитов. Мощность терригенных отложений колеблется от 7,4 м до 31,6 м.

Основная часть разреза перекрывающих пород представлена разнокристаллическими долеритами первой фазы внедрения. Максимальная мощность траппов над трубкой составляет 111,6 м, минимальная – 14 м (рис.1) [1].

На различных уровнях геологического разреза залегают туфогенные образования, представленные в основном туфами основного состава, реже туфопесчаниками (от 2,0 до 12,0 м). Суммарная мощность их достигает 82,5 м.

И естественно для того чтобы получить доступ к залежам полезного ископаемого через столь крепкие породы придется прибегнуть к буровзрывному методу, которое не только весьма затратное, но и опасное.

[3] Согласно разделу VII п.12 «Единых правил безопасности при ведении взрывных работ на открытых месторождениях» учет газоопасности взрыва и установление безопасного расстояния должно осуществляться при одновременном взрывании зарядов на выброс общей массой более 200 т, таким образом, с учетом того, что на карьере осуществляются взрывы только на рыхление, а также одновременное взрывание зарядом с общей

массой более 200 т не производится, расчет безопасного расстояния по распространению ядовитых газов взрыва не выполняется.

Во избежание отравления людей ядовитыми газами согласно п. 9.3 ПБ 13-407-01 допуск персонала в карьер разрешается после получения ответственным руководителем взрыва сообщений ВГСЧ (Военизированная горноспасательная часть) о снижении концентрации ядовитых продуктов взрыва в воздухе до установленных норм, но не ранее чем 30 минут после взрыва, но этот процесс выветривания карьера может затянуться до гораздо долгих промежутков времени, что приведет к падению производительности карьера (предприятия), во избежание этого предполагается использовать ветряные пушки для более эффективного проветривания, при использовании этого метода, вентиляцию по бортам карьера прокладывают трубопроводы или проводят подземные выработки с поверхности к бортам или дну (рис.1)

Чистый воздух, забираемый с поверхности или с верхнего горизонта, вентиляторной установкой подается по трубопроводу или выработке в карьер и распространяется в виде свободной струи. Вентиляторная установка может располагаться как на поверхности карьера, так и в любом месте по длине трубопровода.

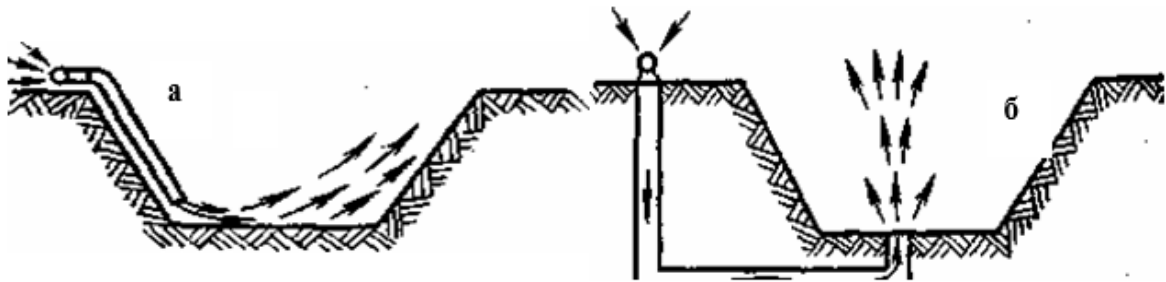


Рис.1 Схема вентиляции трубки:
а–всасывающий способ, б– нагнетательный способ.

При её работе на всасывание загрязненный воздух будет засасываться из карьера и выбрасываться на поверхность. В этом случае имеем всасывающий способ вентиляции, когда воздух с большим содержанием вредных отсасывается из зоны загрязнения, а его место занимает притекающий из соседних участков более чистый воздух. К центру зоны загрязнения (в нем обычно располагается горное оборудование, являющееся источником выделения вредных) чистый воздух поступает лишь после удаления всего загрязненного воздуха. В результате при всасывающем способе продолжительность вентиляции больше, чем при нагнетательном. Достоинство всасывающего способа заключается в том, что удаление отсасываемого загрязненного воздуха происходит за пределы карьера. Кроме того, вследствие небольших скоростей движения воздуха при всасывающем способе исключается дополнительное пылеобразование из-за сдувания осевшей пыли, что может быть при нагнетательном способе, когда воздух постулат в карьер с большой скоростью.

При нагнетательном способе вентиляции чистый воздух подается непосредственно в зону загрязнения, что обеспечивает сравнительно быстрое её проветривание. Струя воздуха подсасывает находящиеся вблизи загрязненные массы атмосферного воздуха, разбавляет содержащиеся в них вредности и выбрасывает на более высокие горизонты или в другие нерабочие или менее загрязненные участки карьера.

В целом вентиляция с применением труб или использованием выработок малоэффективна из-за ограниченности подачи воздуха, по воздухопроводам существующими средствами вентиляции. При этом способе требуются неоправданно большие затраты, он может быть эффективным только при вентиляции небольших зон загрязнения и при условии непосредственного подведения к ним вентиляционных трубопроводов или выработок.

По предварительной экономической оценке, способ с использованием ветряных пушек является дорогостоящим. На основании отмеченных выше недостатков способ искусственной вентиляции с применением труб и использованием выработок в настоящее время не нашел применения на карьерах нашей страны. Его можно применять в качестве вспомогательного способа в случае, если проведение системы выработок в карьере необходимо по каким-либо другим причинам (например, для осушения месторождения).

Метод с использованием ВВ (взрывные вещества) при БВР (буровзрывные работы) с кислородным балансом близким к 0 на фоне использования ветряных пушек выглядит более перспективно так как в наше время рынок предлагаемого ВВ весьма обширен и не стоит на месте, а развивается и увеличивается.

В данный момент на ГРК "Заря" по данным полученные, мной во время прохождения практики, основным ВВ при взрывных работах является гранулол 74% и граммонит 30/70 -45,9% при взрыве которых выделяется газообразные продукты взрыва, некоторые из них обладают явными отравляющими свойствами, такие как С (углерод в виде сажи), СО (угарный газ), NH₃ (аммиак), HCN (синильная кислота). Но если же выбрать в качестве основного ВВ, взрывчатку с кислородным балансом близким к 0, а как нам известно при взрыве ВВ с нулевым кислородным балансом (при полном балансе в составе самого ВВ кислорода и горючих примесей) выделяются: CO₂, N₂, H₂O.

Выбрав, например, Эмульсолит ПА20 мы снизим вредное влияние при БВР в разы, ведь одним из существенных преимуществ применения эмульсионных ВВ является снижение степени отрицательного воздействия на окружающую среду, т.к. у эмульсионных ВВ согласно техническим характеристикам кислородный баланс составляет $-1 \div -2,5\%$, хоть это и уменьшит качество дробления горной массы. Так же стоит заметить, что Эмульсионные ВВ, в частности Эмульсолит ПА 20 стоит дешевле на рынке ВВ.

Выше проведенный анализ проблемы ядовитых газов, образованных при БВР на трубке "Заря", решаем способом установки ветряных пушек или заменой основного ВВ при взрывных работах на Эмульсионные ВВ. Мой же вывод в это работе таков что способ замены ВВ является более экономичен и прост в исполнении.

Литература

1. Отчет "О результатах до изучения геологического строения и алмазности кимберлитовых тел Алаakit-Мархинского кимберлитового поля в 2009-2012 г.г. (Объект Верхне-Мархинский ревизионный) (АМГРЭ, 2012) это последний по нескольким месторождениям, в том числе по Заре.
2. Кутузов Б.Н. Взрывные работы. М.: Недра, 1988. – 383 с., стр. 265.
3. «Единые правила безопасности при разработке месторождений полезных ископаемых открытым способом» (ПБ 03-498-02) утвержденными Постановлением Госгортехнадзора России от 18.10.02 г. № 61-А, 28.11.02., регистрационный №3968.

ГОРИЗОНТАЛЬНЫЙ ОТСТОЙНИК НЕФТИ ГРАВИТАЦИОННОГО ТИПА

М.А. Богданов

Научный руководитель – доцент Е.Н. Пашков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. Главная задача добывающих предприятий - добиваться высокого качества подготовки нефти для дальнейшей ее транспортировки к отечественным нефтедобывающим производствам. Высокие требования к качеству нефти актуальны в современных условиях и требуют совершенствования процессов их переработки.

Основным процессом на промыслах является подготовка нефти для дальнейшей ее транспортировки потребителю - нефтеперерабатывающим заводам или на экспорт. От высококачественной нефти напрямую зависят эффективность и надежность работы внутри промысловых и магистральных трубопроводов, стабильная работа нефтеперерабатывающих заводов, качество полученных из нее продуктов.

Цель исследования. Произвести анализ литературы по данной тематике, выделить достоинства и недостатки оборудования, используемого в настоящее время на нефтедобывающих промыслах, с последующей целью предложить свое решение насущных проблем подготовки нефти путем модернизации устаревшего оборудования или создания принципиально нового устройства.

Актуальность. В настоящее время многие месторождения находятся на третьей и четвертой стадии разработки, что подразумевает рост обводненности продукции в следствии применения метода поддержания пластового давления путем закачки воды. Рост обводненности в свою очередь ведет к повышению нагрузки на установку подготовки нефти, что может привести к нарушению технологического процесса (нефть не будет доведена до товарных кондиций), удорожанию продукции.

Основы подготовки нефти. Пластовая нефть содержит попутный газ, механические неорганические примеси, механические твердые частицы и пластовую воду. Пластовая вода зачастую содержит в себе соли, представлены хлоридами натрия, кальция и магния, реже карбонатами и сульфами.

В первый этап эксплуатации нефть обычно бывает безводная или с малым содержанием воды. При более длительной эксплуатации обводненность увеличивается и со временем достигает более 90%.

Такую грязную и сырую нефть, содержащую в себе газы (метан, этан, пропан, бутан и их соединения), а также неорганические компоненты (H₂S, CO₂), без предварительной подготовки нельзя транспортировать, для этих целей существует промысловая подготовка нефти.

Пластовая вода, входящая в состав нефти, ведет к увеличению стоимости расходов на транспортировку нефти по трубопроводам и ее переработку. Перекачка балластовой воды ведет к росту транспортных расходов, что по сути бессмысленно (пластовая вода нужна для поддержания пластового давления в системе ПЖД), кроме того увеличивается вязкость нефти, образующая с пластовой водой эмульсию. Высокая вязкость нефти создает дополнительную нагрузку на насосы, это приводит к дополнительным энергозатратам. Механические примеси песка, глины, кристаллов солей, взвешенные в виде высокодисперсных частиц в нефти, адсорбируясь на поверхности глобул воды, образуют стабильные нефтяные эмульсии. Устойчивые (состаренные) эмульсии ведут к увеличению затрат на обезвоживание и обессоливание промысловой нефти, а также к повышенному износу оборудования.

Содержащиеся в нефти хлористые соли оказывают вредное воздействие на работу установки промысловой подготовки нефти. Соли оседают на стенках трубопроводов, уменьшая проходное сечение вплоть до полной закупорки. В печах подогрева нефти соли, отлагаясь на стенках змеевика, ухудшают теплообмен, вызывая прогары трубопровода. Хлориды гидролизуются, образуя соляную кислоту. Соляная кислота разрушает стенки аппаратов, разъедая металл, приводя оборудование технологических установок в негодность. Соли, оставшиеся в нефти при дальнейшей переработке, накапливаются в остаточных тяжелых нефтепродуктах, таких как мазут, гудрон и кокс, ухудшая их качество.

Присутствующие в нефти сернистые соединения в результате разложения выделяют сероводород, его соединения с хлористым водородом вызывают сильную коррозию металла. Во влажной среде присутствие хлоридов и сероводорода вызывает цепную взаимно инициируемую реакцию разъедания металла.

Горизонтальные отстойники типа ОГ-200. На рисунке 1 показан горизонтально расположенный отстойник марки ОГ-200П конструкции «ВНИИнефтемаш» и «Гипротюмнефтегаз», предназначенный для расслоения водонефтяных эмульсий, обработанных реагентами-деэмульгаторами. Его устанавливают по ходу движения продукции скважин после системы сепарации нефти. Отстойник представляет собой горизонтальную цилиндрическую емкость 1, в которой происходит процесс обезвоживания нефти путем отстаивания под действием сил тяжести. Водонефтяную эмульсию вводят в отстойник через патрубок с помощью двух параллельно расположенных низконапорных распределителей эмульсий 2, представляющих собой трубы диаметром 700 мм с 64 рядами отверстий, выполненных в виде продольных вырезов шириной 6 и длиной 60 мм. Вводимая в эмульсионном состоянии нефть после выхода из отверстий вертикально поднимается вверх.

При этом она проходит сквозь слой отстаившейся воды, межфазный слой и предварительно обезвоженном состоянии собирается перфорированными трубами 3 и затем выводится из отстойника через патрубок ее вывода. Отделившаяся пластовая вода дренируется через патрубок, расположенный в нижней части корпуса отстойника. Отстойник оборудован коллектором для пропарки 4, который необходим для периодической чистки распределителя 2 от отложений парафина, забивающего со временем его отверстия. В верхней части корпуса отстойника установлен патрубок с каплеотбойником для вывода нефтяного газа, выделяемого из нефти при ее обезвоживании. Недостатком в работе данного отстойника является ухудшение работы его при длительной эксплуатации вследствие отложения механических примесей в распределителе 2 и накопления в объеме межфазного слоя.

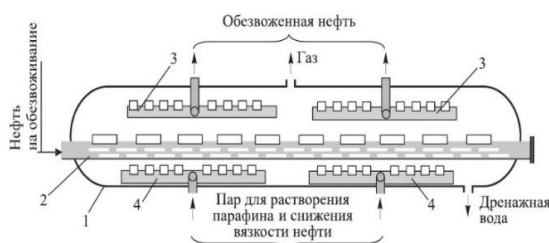


Рис. 1 Горизонтальный отстойник конструкции «ВНИИнефтемаш» и «Гипротюмнефтегаз»: 1 — корпус; 2 — коллектор ввода нефти на обезвоживание; 3 — коллектор вывода обезвоженной нефти; 4 — коллектор подачи пара для растворения парафина [3].

Горизонтальный отстойник, предназначенный для обезвоживания нефти. Горизонтальный отстойник, предназначенный для обезвоживания нефти, показан на рисунке 2. Он включает корпус 1, разделенный перегородкой 2 на секции приема эмульсии 3 и отстойную 4. В первой секции размещены перфорированные коллекторы 5 и 6 приема обезвоживаемой нефти и подачи воды в отстойную секцию соответственно.

В верхней части корпуса 1 смонтирован перфорированный коллектор отбора обезвоженной нефти 7. Отстойник также снабжен патрубками ввода эмульсии, вывода обезвоженной нефти и дренажной воды соответственно. Перфорация коллекторов 2 и 5 организована с верхним расположением, а коллектора 6 — с нижним.

Принцип работы отстойника заключается в следующем. Эмульсия нефти поступает по патрубку и через перфорацию коллектора 5 в секцию 2 приема эмульсии, где происходит разделение подготовленной к расслаиванию ВНЭ на частично обезвоженную нефть и водную фазу. При этом водная фаза собирается в нижней части отстойника, а частично обезвоженная нефть — в зоне контакта фаз, то есть между обезвоженной нефтью, накопленной в верхней части отстойника, и зеркалом водной фазы. Затем водная фаза, загрязненная нефтепродуктами, и частично обезвоженная нефть перетекают в отстойную секцию 4 по коллектору 6 и через верхний уровень перегородки 2 соответственно, где в результате осуществления процесса отстаивания вода очищается от нефтепродуктов, а нефть подвергается обезвоживанию. Затем обезвоженная нефть собирается в верхней части корпуса отстойника и через перфорацию коллектора 7 поступает в патрубок вывода обезвоженной нефти. Вода из секции 4 по патрубку выводится из отстойника в технологию ее дальнейшего использования.

К основному недостатку в работе данного типа отстойника относится то, что он предназначен только для обезвоживания подготовленной эмульсии к процессу обезвоживания нефти. Отстойник такого типа может успешно применяться при обезвоживании легких нефтей. Поэтому удельная производительность его по обезвоживаемой высоковязкой нефти незначительна и эффективность процесса (так как преобладающий размер капель воды в эмульсии высоковязких нефтей менее 0,1 мм) обезвоживания малоэффективна.

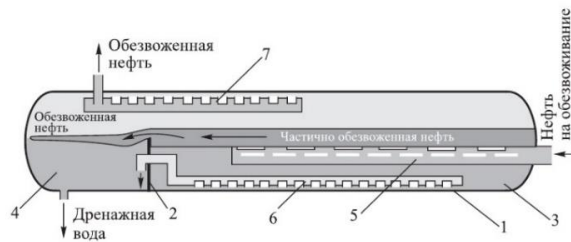


Рис. 2 Горизонтальный отстойник для подготовки нефти к обезвоживанию: 1 — корпус; 2 — перегородка; 3 — секция приема эмульсии нефти; 4 — отстойная секция; 5 — коллектор приема эмульсии; 6 — коллектор подачи воды в отстойную секцию; 7 — коллектор вывода обезвоженной нефти [3].

Заключение. В данной статье были рассмотрены основы подготовки нефти, а также два горизонтальных отстойника нефти гравитационного типа различных исполнений, рассмотрены их конструкции, принципы действия и недостатки. Основным недостатком горизонтального отстойника типа ОГ-200 является ухудшение работы его при длительной эксплуатации вследствие отложения механических примесей и накопления в объеме межфазного слоя. Горизонтальный отстойник успешно применяется при обезвоживании легких нефтей. А к недостаткам горизонтального отстойника, предназначенного для обезвоживания нефти, относится то, что он способен обезвоживать только заранее подготовленные эмульсии. Поэтому удельная производительность его по обезвоживаемой высоковязкой нефти незначительна и эффективность процесса обезвоживания малоэффективна.

Литература

1. Ахметов, С. А. Технология глубокой переработки нефти и газа: Учебное пособие для вузов / С. А. Ахметов. Уфа: Гилем, 2002. – 672 с.
2. Банин А.В. Модернизация отстойника нефти переливными перегородками // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXI Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых. – Томск, 2017. – Т. 2. С. 616–619.
3. Шаймарданов В.Х. Процессы и аппараты технологий сбора и подготовки нефти и газа на промыслах: Учебное пособие / Под ред. В. И. Кудинова. – М.: Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», Институт компьютерных исследований, 2013. – 508 с.

СУХИЕ ГАЗОДИНАМИЧЕСКИЕ УПЛОТНЕНИЯ

И.С. Боюн

Научный руководитель – доцент Г.Р. Зиякаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день наилучшим техническим решением для предотвращения протечек газа из корпуса сжатия центробежного компрессора в окружающую среду является применение систем «сухих» газодинамических уплотнений [1]. Преимущества СГУ перед масляными уплотнениями такие:

- отсутствие систем обеспечения циркуляции уплотнительного масла, что ведёт к существенной экономии на обслуживании, сказывается на энергосбережении и существенно снижает уровень пожарной опасности;
- резко снижаются потери рабочего газа на уплотнении (до 1...5 м³/ч на одно уплотнение);
- в 20 и более раз снижаются потери на трение в уплотнениях;
- эффект от применения газодинамических уплотнений увеличивается в компрессорах с газотурбинным приводом;
- при снижении потребляемой компрессором мощности на 1% расход топлива на газовой турбине уменьшается на несколько процентов;
- исключается загрязнение сжимаемого газа маслом, в то время как в случае использования масляных уплотнений из-за загрязнения газотранспортного трубопровода затворным маслом уплотнений на 1% уменьшается его пропускная способность;
- ресурс газодинамического уплотнения соизмерим со сроком эксплуатации компрессора;
- уменьшается объём обслуживания уплотнений: контроль за работой уплотнений производится с панели управления: обслуживание системы газодинамических уплотнений минимально периодическое (раз в 1...3 года) и предусматривает в основном визуальный осмотр и замену по необходимости фильтрующих элементов панели и резиновых уплотнительных колец уплотнений.

При относительно высоких первоначальных затратах на оснащение компрессора «сухими» газодинамическими уплотнениями они быстро окупаются в процессе их эксплуатации за 2-3 года. Ведущие мировые производители отреагировали на требование рынка, и на сегодняшний день до 95% предлагается заказчиком именно с СГУ в качестве стандартного варианта.

СГУ представляют собой упорный подшипник с глухими канавками глубиной 2-10 мкм и щелевое торцевое уплотнение с малым осевым зазором. Течение газа в щели СГУ происходит в радиальном направлении

от периферии к центру. Благодаря канавкам на вращающемся кольце, появляется осевая сила, обеспечивающая препятствие соприкосновению пар трения – неподвижного подпружиненного и вращающегося колец.

В уплотнение подается буферный газ, предварительно очищенный от твердых частиц размерами более 5 мкм. При пуске центробежного нагнетателя на участке с канавками, начинающимся от входного радиуса r_1 и заканчивающимся на радиусе r_2 , возникает осевое усилие, превосходящее постоянное усилие пружины. Образовавшийся зазор между неподвижным и вращающимся кольцами обеспечивает «сухое» трение. Бесканавочный участок от радиуса r_2 до выходного радиуса r_3 оказывает большое сопротивление газу, что предотвращает большие протечки. В зависимости от типов канавок (реверсивные и нереверсивные) осевое усилие может быть различным, вследствие чего в момент пуска центробежного компрессора происходит наибольший износ пар трения.

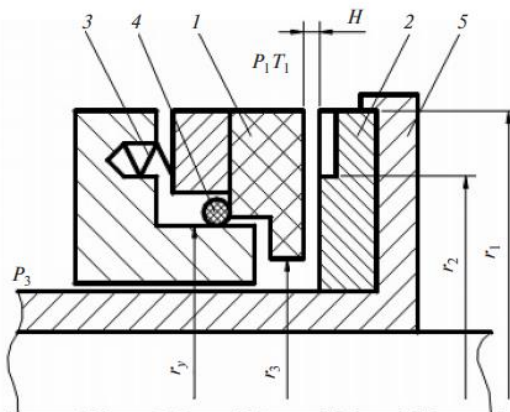


Рис. 1 Схема СГУ

1 — подпружинное невращающееся кольцо; 2 — вращающееся кольцо; 3 — пружины; 4 — упругое полимерное уплотнительное кольцо; 5 — прочная стальная обойма; r_1 — наружный радиус вращающегося кольца; r_2 — внутренний радиус канавок; r_3 — внутренний радиус уплотнения; r_y — радиус, уплотняемый полимерным кольцом

По конструктивному исполнению СГУ следует разделить на следующие группы (рис. 2):

1 — по расположению уплотнительных ступеней СГУ делятся на схемы с последовательным расположением ступеней и по типу «спина к спине»;

2 — СГУ с последовательным расположением ступеней подразделяются на –одно, -двух, -трёхступенчатые уплотнения;

3 — двухступенчатые уплотнения с последовательным расположением ступеней делятся на уплотнения с промежуточным лабиринтом и без промежуточного лабиринта.

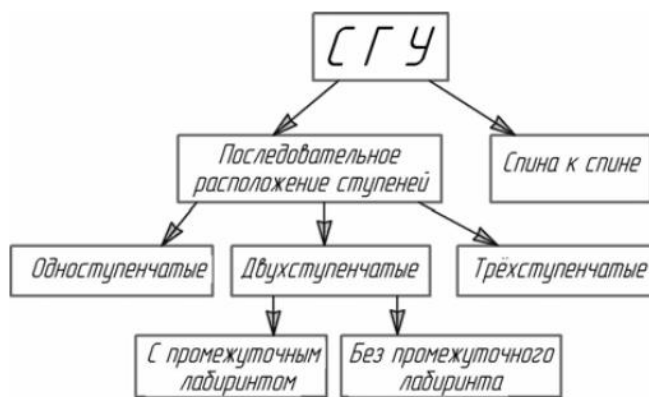


Рис. 2 Классификация СГУ по конструктивному исполнению

На рисунке 2 представлена группировка уплотнений по конструктивному исполнению, определяющему область применения СГУ а именно:

уплотнение с расположением пар трения по типу «спина к спине» применяется в компрессорах где недопустима попадание перекачиваемого газа в окружающую среду;

одноступенчатое уплотнение применяется в компрессорах, перекачивающих не опасные газы, в которых допускается их попадание в окружающую среду;

двухступенчатое (тандемное) уплотнение наиболее часто применяется в компрессорах. ОАО «Газпром» в «Типовых технических требованиях...» определил данный тип уплотнений для установки в компрессорах,

эксплуатируемые на линейных газопроводах. Двухступенчатые СГУ применяются в компрессорах с допустимой утечкой газа в окружающую среду, при этом ступень со стороны проточной части работает как основная, ступень со стороны подшипника как резервная на случай прорыва газа через основную уплотнительную ступень;

двухступенчатое уплотнение с промежуточным лабиринтом применяется в компрессорах, в которых недопустима попадание перекачиваемого газа в окружающую среду и попадание буферного газа в перекачиваемый компрессором газ;

трёхступенчатые уплотнения применяются в компрессорах высокого давления. Две ступени со стороны проточной части являются рабочими, на них «срабатывается» уплотняемое давление, ступень со стороны подшипника является резервной на случай разгерметизации рабочих ступеней уплотнения.

Сухие газодинамические уплотнения нашли широкое применение в центробежных компрессорах. Преимущества СГУ перед масляными уплотнениями неоспоримы: низкие капитальные затраты; отсутствие загрязнения рабочего газа маслом; уменьшение механических потерь мощности; высокая надежность работы; снижение издержек на обслуживание; большой срок службы.

Литература

1. Максимов В. А., Мифтахов А. А., Хисамеев И. Г. Компрессорное и холодильное машиностроение на современном этапе // Вестник Казан. технол. ун-та. – 1998. – № 1. – С. 104-113. Максимов, В.А. и др. Компрессорное и холодильное машиностроение на современном этапе // Вестник Казан. технол. ун-та. – 1998. – 291 с.
2. Быков, А.В. Холодильные компрессоры/А.В. Быков, Э.М. Бежанишвили, И.М. Калнинь и др.; под ред. А.В. Быкова.-2-е изд., перераб. и доп.-М.: Колос, 1992. – 280.

САМОЦЕНТРИРОВАНИЕ ВАЛОВ ДИНАМИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Д.А. Жигарев

Научный руководитель – доцент Г.Р. Зиякаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Динамическое оборудование, такое как насосы или насосные агрегаты, чаще всего используются с электродвигателем или двигателем внутреннего сгорания (ДВС). Валы оборудования вращаются вокруг собственных осей, которые называются центрами вращения. Центры вращения, в свою очередь, это прямые линии. Если такие линии совпадают между собой, то это называется, как соосность валов, если же линии не совпадают, то это расцентровка валов или несоосность.

Центровка насосов или центровка насосного агрегата – это целый комплекс технических мероприятий, которые направлены на достижение соосности валов насоса и двигателя в пределах установленных допусков. Центровка насоса с двигателем проводится с целью достижения оптимальных эксплуатационных показателей и энергопотребления, уменьшения динамических вибраций, предупреждения аварийных отказов, и, как следствие, снижения затрат на ремонт и переход от планово-предупредительного обслуживания насосного агрегата к обслуживанию по состоянию.

Наиболее частая причина аварий динамического оборудования является несоосность валов. Несоосность бывает двух видов - параллельная и угловая (Рис 1).

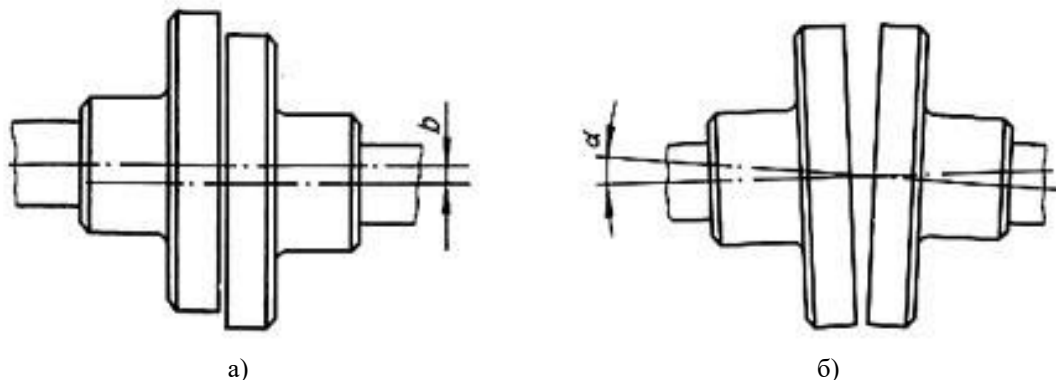


Рис. 1 Параллельная (а) и угловая несоосность (б)

Параллельная несоосность – случай, когда центры вращения валов насоса и двигателя находятся в параллельных плоскостях, расположенных на некотором расстоянии друг от друга. Расстояние между этими плоскостями и есть величина параллельной несоосности.

В случае угловой несоосности – центры вращения валов расположены под некоторым углом друг к другу, оценить который можно, произведя замеры смещения вала двигателя в двух плоскостях, перпендикулярных линии опорного вала (вала насоса) и расположенных на расстоянии друг от друга.

Эффективная передача энергии осуществляется через соосно соединенные валы, при этом валы ведут себя как единое целое. Если валы несоосны, в соединении возникают усилия. Любое смещение или отклонение в угловом положении неизбежно будет означать, что валы будут пытаться найти общую ось вращения. [1]. Будут потери энергии в соединении и возросшая нагрузка будет распределена на механические компоненты, которые обеспечивают вращение, уплотнения, посадочные места подшипников и т.д.

Несоосность валов может вызывать негативные последствия, которые приводят к поломкам и к серьезным авариям. Правильная центровка агрегата может снизить потребление энергии двигателем в среднем до 15%, а в некоторых случаях намного больше. Ведь при несоосности, возникают вибрации, трения между соединениями, что приводит к дополнительным нагрузкам приводного двигателя, что тем самым употребление электроэнергии возрастает в разы. Несоосность также способствует преждевременному и повторяющемуся износу механических компонентов машинного оборудования. Появление увеличенного трения и нагрузки на подшипники, сальники и муфты - только результат действительно важной проблемы, вызванной несоосностью. Несоосность вызывает излишние силы, сокращающие срок службы подшипников. При такой нагрузке, рабочий ресурс подшипников сокращаются в 2 раза, что является пагубным для эксплуатации данного оборудования. Несоосность валов роторного оборудования существенно влияет на срок службы уплотнений. Неудовлетворительное состояние центровки вызывает дополнительные нагрузки на сальники, которые неизбежно приведут к утечкам жидкости и проблемам со смазкой. Во многих случаях проблемы со смазкой - это только симптомы несоосности и могут быть легко предупреждены проведением регулярной центровки валов оборудования. Конечно, воздействие несоосности на срок службы сальников, различное, но выход их из строя после 30-50% от расчетного срока службы - обычное дело. Замена уплотнений часто составляет заметную стоимость, которую можно сэкономить проведением своевременной точной центровки валов. Еще одним частным явлением при расцентровке является вибрация. Вибрация может плохо влиять как на оборудование, так и на окружающий его рабочий персонал. Оборудование, которое подвергается такому негативному последствию, быстрее выходит из строя и нагревается в местах постоянного вращения, вибрация так же плохо влияет на подшипники, она способствует преждевременному выходу из строя. Улучшение качества продукции является дополнительным аргументом при внедрении технологии центровки валов различных механизмов. Уменьшение уровней вибрации, снижение нагрузки на подшипники и другие механические компоненты будет непосредственно влиять на производительность.

Для того, что произвести центровку оборудования, то есть привести валы в соосное положение, необходимо провести ряд операций которое занимает длительное время. Существуют некоторые способы центровки, один из них это подкладка под опоры динамического и приводного оборудования специальных центрирующих пластин, которые представляют собой металлические пластины разных толщин и размеров. Данные пластины подкладывают под оборудование и измеряют положение валов с помощью специальных приборов, которые выдают погрешность неровности, производят данную операцию до полного центрирования оборудования (Рис 2). Имеется и другой способ, использования отжимных болтов. Этот метод без использования пластин, суть его заключается в подкручивании болтов до нужного нам уровня и положения данного оборудования. Эти два варианта являются полностью ручными, то есть не используется автоматику, тем самым данные процессы занимают некоторое количество времени перед запуском оборудования.

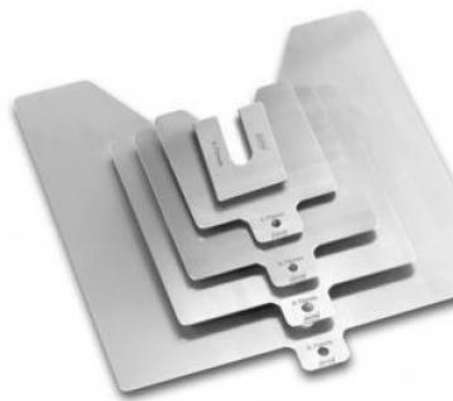


Рис. 2 Регулирующие пластины

Для уменьшения времени на проведение операций по центрированию оборудования и увеличения срока службы, начали разрабатывать и использовать автоматическую систему центрирования. Данная система актуальна в наше время и очень востребована. Так как она упрощает проведение данной работы, и данная система не нуждается в человеке, все действия исполняет компьютер. Используют самовыравнивающие опоры, к которым подведен автоматический привод и датчики смещения (Рис 3).



Рис. 3 Саморегулирующая опора

Самовыравнивающиеся опоры – это жесткие опоры, которые можно использовать многократно для установки машин на фундамент быстро, точно и очень просто, без дополнительных затрат на подготовку и выравнивание фундамента. При срабатывании датчиков, когда оборудование расцентрировалось, выходящий сигнал поддается на устройство и система автоматически выравнивает с совершенной точностью динамическое оборудование, не останавливая его.

Литература

1. Концепция «Технологии надежности» Общество с Ограниченной Ответственностью «Балтех» «Основы центровки промышленного оборудования» // Учебное пособие, Санкт-Петербург, 2014 г - 86 с.
2. RELIABILITY TECHNOLOGIES «Балтех», Калиброванные пластины для центровки серии Baltech-23456N, Санкт-Петербург, 2017 г - 4 с.

ВЛИЯНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ НА ИНТЕНСИФИКАЦИЮ ПРОЦЕССА ИЗМЕЛЬЧЕНИЯ

П.А. Замотин, И.С. Абдрахманов

Научный руководитель – профессор В.Г. Лобанов

Ташкентский архитектурно-строительный институт, г. Ташкент, Узбекистан

Измельчение является одной из самых экономически дорогих стадий, и повышение её эффективности является чрезвычайно актуальным. Среди известных методов интенсификации измельчения руды, специалисты рассматривают измельчение руды в присутствии поверхностно-активных веществ (в дальнейшем ПАВ) в процессе измельчения, которая является технологически простой и с каждым днём всё более актуальной, так как позволяет повысить экономическую эффективность процесса [1], [2], [3].

Данная технология даёт возможность увеличить производительность мельниц при сохранении прежней тонкости помола, уменьшить удельный расход электроэнергии и шаров на тонну руды. Другим положительным эффектом может быть увеличение извлечения ценного компонента за счёт более полного вскрытия минералов при неизменных затратах. Несмотря на очевидную важность применения ПАВ, результаты исследований по их применению часто противоречивы. Это объясняется тем, что условия измельчения могут изменяться по ходу процесса, например, состав навески может отличаться по ситовому анализу.

Разупрочняющий эффект действия ПАВ первоначально объясняли проникновением его трещины с расклинивающим действием. Это справедливо для трещин значительного размера, но часть трещин и микропор меньше молекул ПАВ.

В дальнейшем механизм действия ПАВ объяснили тем [4], что при образовании трещины ионы материала приходят в неравновесное состояние, неравновесное разорванными связями. Образовавшиеся дефекты в кристаллической решетке минерала в активированном состоянии притягивают к себе мигрирующие ионы ПАВ, в том числе в устья трещин. Адсорбционные слои, мигрируя по поверхности и достигая устьев трещин, препятствуют их смыканию. При этом молекулы ПАВ адсорбируются на поверхности полярными группами к твердому телу. С увеличением концентрации ПАВ усиливается взаимодействие углеводородных цепей между собой, что благоприятствует вертикальной ориентации их молекул и максимальной адсорбции.

Целью работы на начальном этапе было выбрать наиболее эффективный ПАВ и изучить особенности измельчения руды в его присутствии. Методики выбора ПАВ для измельчения минерального сырья в литературе не обнаружено, чаще всего в исследованиях используются ПАВ имеющиеся в наличии. Эффективность действия ПАВ зависит от физико-химических свойств материала, и в разных химических системах, может оказывать и положительное, и отрицательное действие.

В исследовании было изучено влияние ПАВ над свойствами минеральной поверхности в процессах рудоподготовки. Наиболее эффективным методом исследования влияния ПАВ в системе жидкое-твердое, является измерение краевого угла смачивания [5]. Были приготовлены растворы ПАВ одинаковой концентрации. На первом этапе была изучена зависимость краевого угла смачивания каплей водного раствора с содержанием ПАВ. Для начала нами проведен замер краевого угла по общеизвестной методике каплей на стекле, данное

исследование проведено для того, чтобы узнать на сколько капля воды или раствор пав может растечься по абсолютно гидрофобной поверхности, что может судить о эффективности пав.

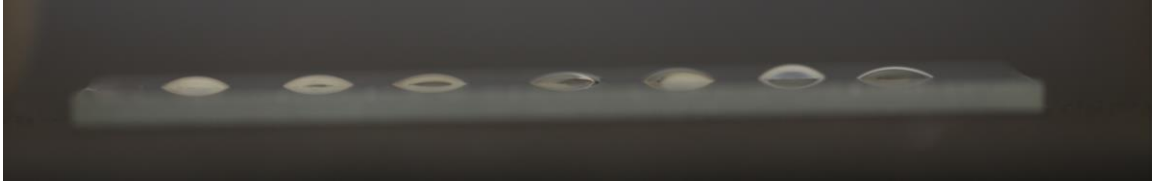
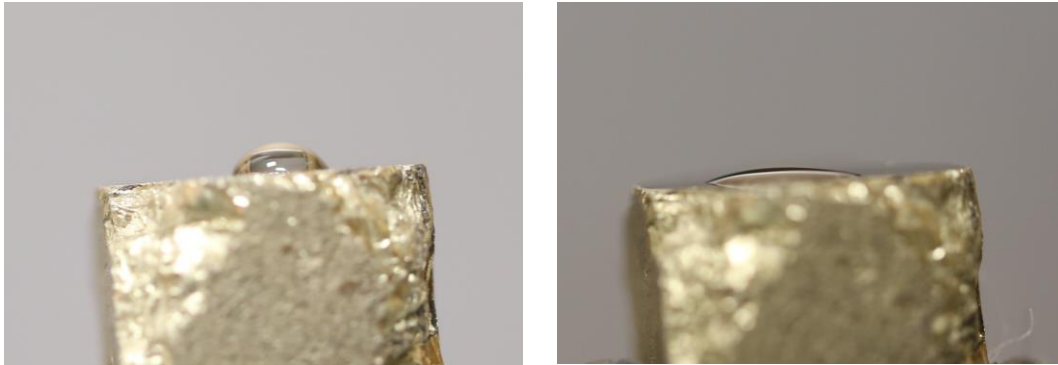


Рис.1 Капли воды и растворов ПАВ на поверхности стекла (Вода, Киск-1, 2, 3, 4, 8, Antiprex D).

Как показал замер краевых углов смачивания по фотографии 1, наиболее эффективными ПАВ являются 2 и Antiprex D.

Затем измерение проводилось на минерале пирит. Перед экспериментом поверхность пирита полировалась, обезжиривалась, промывалась под струёй воды и высушивалась.

*ис. 2
Кап
ля
вод
ы на
пове
рхн
ост
и
пир
ита*



, капля раствора ПАВ №3 на поверхности пирита

Для каждого образца ПАВ производилось 10 замеров краевого угла смачивания, затем считалось среднее значение и была построена гистограмма, представленная на рисунке.

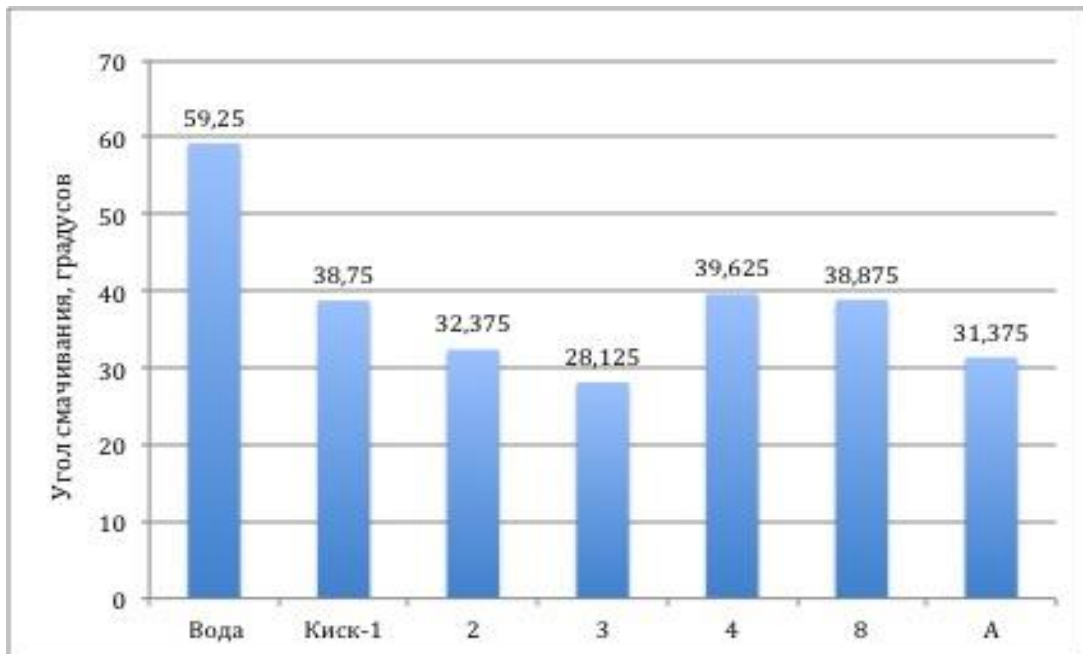


Рис. 3 Значения краевого угла смачивания на поверхности Пирита для водных растворов ПАВ

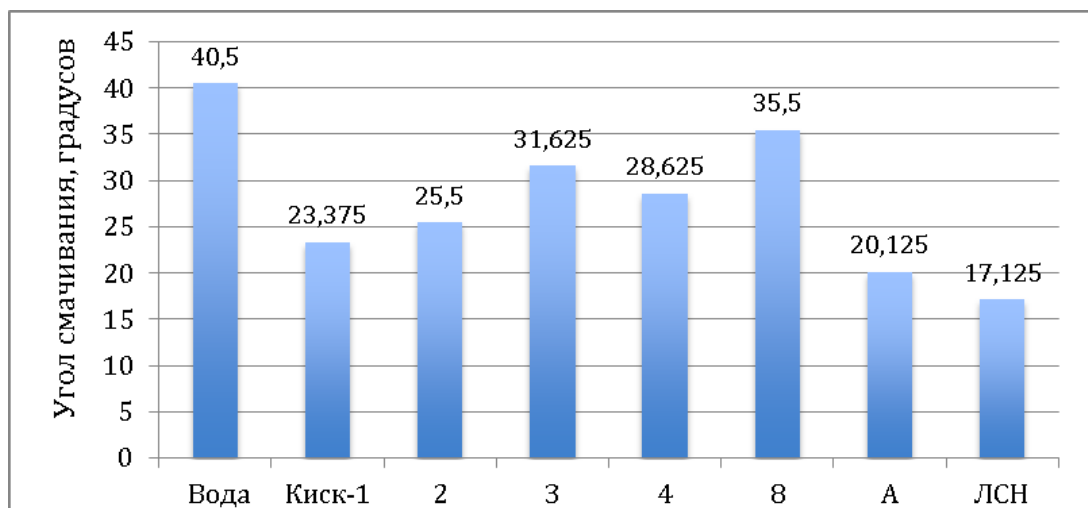


Рис. 4 Значения краевого угла смачивания на поверхности образца руды "Макмал" для водных растворов ПАВ

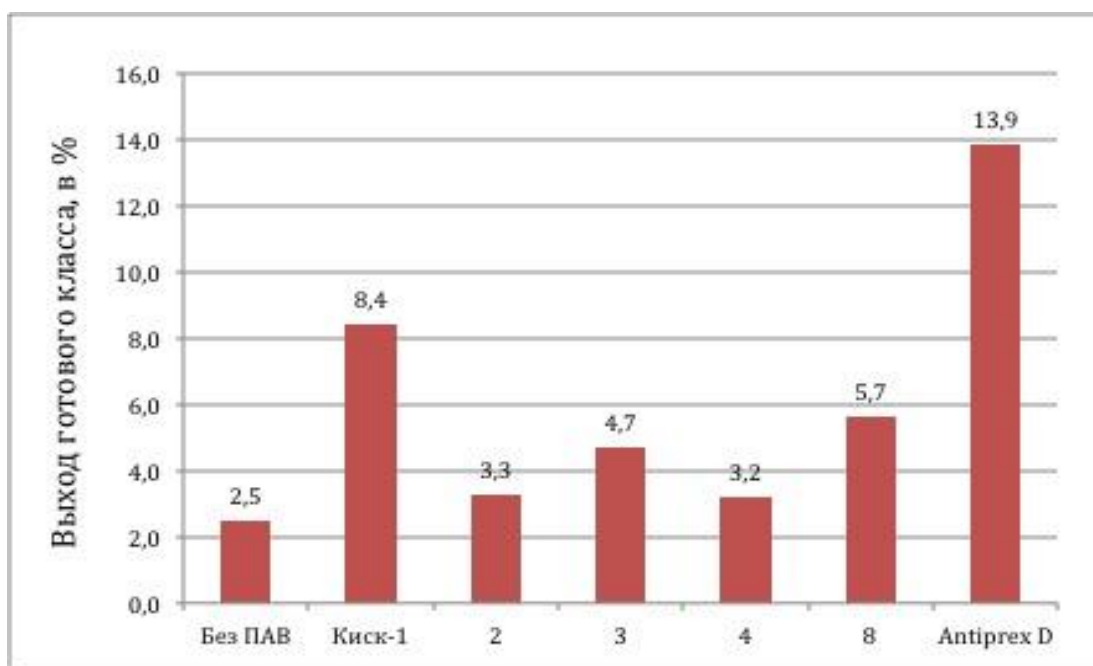


Рис. 5 Выход готовых классов при измельчении с ПАВ

Наименьшие углы смачивания имеют 2, 3, Antiprex D, что обеспечивает в процессе разрушения горных пород лучшую смачиваемость. В свою очередь, хорошая смачиваемость разрушаемой поверхности, позволит молекулам ПАВ глубже проникнуть в микротрещину, а значит увеличить вероятность того, что микротрещина не сомкнется и процесс разрушения будет более эффективным;

Для проверки данных результатов, проведены опыты по измельчению руды с данными ПАВ в максимально возможно идентичных условиях. Измельчение проводилось в лабораторной стержневой мельнице, продолжительностью 15 минут. Была построена гистограмма выхода готового класса, представленная на рисунке.

По выходу готового класса, можно сказать, что наиболее эффективными ПАВ являются: Киск-1, 3, 8, Antiprex D. Но это не основной показатель эффективности ПАВ, для более полного отображения информации построен график выходов всех классов для отобранных ПАВ, представленный на рисунке 4.

Таблица 1

Показатели выхода основных классов с применением различных ПАВ

Класс, мм	Без ПАВ, %	Киск-1, %	2, %	3, %	4, %	8, %	Antiprex, %
+2,5	6,3	3,2	3,2	3,6	3,3	3,0	3,7
+1,6	6,7	3,5	3,0	5,2	5,1	3,5	4,0
+0,65	13,5	7,7	8,1	8,3	8,5	7,5	7,9
+0,315	12,8	11,2	10,8	11,7	10,3	10,9	11,0
+0,2	18,7	16,2	15,0	15,8	14,6	15,9	17,5
+0,1	12,5	18,3	17,5	16,2	20,7	19,3	20,6
+0,074	27,0	31,4	38,0	33,9	33,5	32,6	21,5
-0,074	2,5	8,4	3,3	4,7	3,2	5,7	13,9
	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

На основе анализа данной таблицы, можно сделать вывод, что применение ПАВ даёт результат, и краевой угол смачивания, является одним из основных показателей эффективности ПАВ. Так же проведены исследования по интенсификации процесса измельчения при совместной обработке ПАВ и ультразвуком, этот приём позволяет повысить выход готового класса до 10%, но требуются дополнительные исследования.

Литература

1. Патент RU2431689 на изобретение, приор. 14.01.2010, опубл. 20.10.2011, МПК С22В11/08 (2006.01).
2. Патент RU2347620 на изобретение, приор. 29.10.2007, опубл. 27.02.2009, МПК В02С23/06 (2006.01).
3. Патент RU2096504 на изобретение, приор. 17.05.1995, опубл. 20.11.1997, МПК С22В11/00 (2006.01).
4. Нудель М.Э., Крыхтин Г.С. Особенности процесса сухого измельчения цементного сырья в поверхностно-активной среде. // Измельчение цементного сырья и клинкераа, Труды НИИЦемент, Вып. 36, 1976. – С. 34 – 52.
5. Фролов Ю. Г. и др. Лабораторные работы и задачи по коллоидной химии //Химия. – 1986. – Т. 6.

ИССЛЕДОВАНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ПРОЯВЛЕНИЯ ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ ЯВЛЕНИЙ В УСЛОВИЯХ ВЕРХНЕКАМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАЛИЙНЫХ СОЛЕЙ

Д.И. Зверев, Е.В. Лукьянец

Научный руководитель – д.т.н., профессор С.С. Андрейко

Пермский национальный исследовательский политехнический университет

Широкая программа развития калийной промышленности в нашей стране и в мире в целом, освоение новых месторождений и расширение объемов работ разработки эксплуатируемых калийных месторождений связаны с решением проблем, направленных на повышение производительности труда и безопасности работ, в связи с этим решение проблемы газодинамических явлений при подземной разработке калийных пластов является одной из наиболее актуальных задач горной науки [1].

В связи с этим в работе решаются следующие задачи: исследование геологического строения разрабатываемых калийных пластов в условиях Верхнекамского месторождения калийных солей; описание газоносности и газодинамических характеристик разрабатываемых калийных пластов в различных геологических условиях; описание механизма формирования зон, опасных по газодинамическим явлениям, в калийных пластах.

Геологическое строение Верхнекамского месторождения в настоящее время хорошо изучено. Соляная толща снизу вверх, подразделяется на подстилающую каменную соль, сильвинитовую и сильвинито-карналлитовую зоны, покровную каменную соль [2].

Места газодинамических явлений при отработке промышленного пласта КрII характеризуются наличием локальных зон замещения сильвинитовых слоев линзами из каменной соли и глины неправильной формы. Эти зоны приурочены к участкам интенсивного смятия пласта КрII, к осевым частям крупных складок или флексуобразных перегибов. Места газодинамических явлений при отработке пласта АБ часто приурочены к купольным частям антиклинальных складок. Как правило, в таких зонах породы перемяты, характеризуются пониженной прочностью в результате развития межзерновой трещиноватости и высокой газо насыщенностью. Эти особенности строения участков, опасных по ГДЯ, характерны и для пласта Б карналлитового и смешанного состава. При отработке пласта АБ газодинамические явления часто происходят в зонах замещения пласта каменной солью или глиной. Нередко такие участки обнаруживаются в замковых частях антиклинальных складок, что характерно для восточного крыла шахтного поля БКПРУ-2.

Нередко в пределах этой же части шахтного поля газодинамические явления из почвы горных выработок приурочены к участкам развития эпигенетических изменений в межпластовой каменной соли КрI-A,

которые представлены прослоями и отдельными блоками шпатовой каменной соли. Полостями газодинамических явлений вскрываются на таких участках в пласте КрI мелкие зоны замещения сильвинита каменной солью в виде линз неправильной формы. Слоистость пород в зонах замещения нарушена. Как правило, такие зоны приурочены к участкам интенсивного смятия или перегиба пласта АБ. [3]

Безусловно соляные отложения Верхнекамского месторождения являются газоносными. Природные газы в разрабатываемых пластах и вмещающих породах содержатся в двух состояниях: микровключенном и свободном. Свободные газы находятся в открытых макропорах и трещинах породы под давлением, теоретически достигающим величины напряжений массива. Свободные газы выделяются при механическом разрушении породы, а также по трещинам со свежееобнаженных поверхностей и подразделяются на внутрислоевые (поровые и гнездовые) и приконтактные, приуроченные к контактам пластов.

Содержание связанных газов по данным, полученным при исследовании, различно в разных типах солей и минералах. В молочно-буром сильвините оно достигает 210 мл/кг, в пестром сильвините – 170 мл/кг, в красном и полосчатом – 27-87 мл/кг. Каменная соль характеризуется незначительным содержанием рассеянных газов.

По составу газы неодинаковы. В полосчатом, пестром и красном сильвинитах содержится значительное количество азота (до 37 %) и метана (до 72%), а также водород, и высшие гомологи (до 13%), в молочно-белом сильвините больше всего азота. Концентрация сероводорода изменяется от следов до 8%.

Давление, под которым микровключенный газ находится в солях достигает 8-12 кгс/см². При внедрении в соляной массив горными выработками происходит обычное газовыделение, при котором непрерывно и медленно в атмосферу выработки из трещин и пор выделяется газ, не препятствующий технологическому процессу и здоровью людей. Но нередки случаи динамического газовыделения, возникающее при вскрытии горной выработкой межслоевых, приконтактных и очаговых скоплений природного газа.

Все промышленные пласты на руднике в различной степени газоносны и отнесены к опасным по газу и внезапным выбросам. Газообильность выработок по пласту АБ по горючим газам составляет 0,1 м³/м³, по диоксиду углерода 0,05 м³/м³; в выработках пласта Кр.II по горючим газам – 0,05 м³/м³.

Исследования по определению газоносности пород пласта АБ в районе 13-й восточной панели проводились в конвейерном штреке блока №1 (рис. 1). Пробурено и обследовано 6 экспериментальных шпуров. Замеры показали, что газоносность изменяется от 0,05 м³/м³ до 0,96 м³/м³, при среднем значении 0,39 м³/м³. Максимальное начальное давление свободных газов в массиве составило 0,203 МПа, начальная скорость газовыделения при этом составила 2,0 л/мин. Состав свободных газов отображен на диаграмме рисунка 2. Средняя газоносность по условному метану составляет 0,17 м³/м³.



Рис. 1 Схема расположения места проведения исследований для определения газоносности пород пласта АБ в блоковом конвейерном штреке 13 восточной панели.

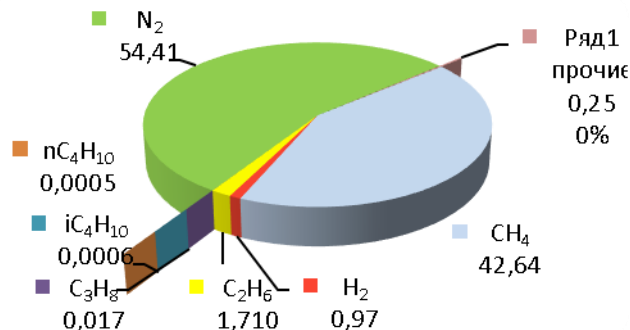


Рис. 2 Компонентный состав газов пород пласта АБ в районе 1 блока 13 восточной панели.

В общем случае миграция водных растворов происходила в субвертикальном направлении (снизу-вверх). Однако, вследствие ярко выраженной анизотропии фильтрационных свойств соленосной толщи, латеральное направление миграции водных растворов преобладало над вертикальным, что конечно же накладывает свои особенности на положение газовых скоплений.

Конкретное положение очагов ГДЯ в условиях Верхнекамского месторождения зависит от многих факторов, основным из которых является наличие геологических нарушений (микроскладок, раздувов и пережимов пластов; скоплений глинистого материала; отслоений; локальной раздробленности пласта; одиночных полых трещин и их серий). Эти нарушения могут быть не только в том пласте, где идет сильвинитизация, но и в соседних, где также создаются условия для аккумуляции свободных газов. Газ проникает и заполняет полости и пустоты, используя при этом самые разнообразные пути: трещины, сопутствующие складкообразованию; скопления глинистого материала; трещины «метасоматической контракции»; межзерновое пространство.

На этом основании можно установить процесс воздействия внутрисоляных газонасыщенных водных растворов. Изначально это образование трещины, на следующей стадии создание депрессии давления флюидов, затем его дегазация. В дальнейшем с течением времени происходит подток новых объемов растворов из глинисто-ангидритовых пород, а следовательно, и образование нового объема полости трещины и дегазация нового объема растворов в эти полости, за счет чего происходит увеличение объема жилы волокнистых минералов и рост давления свободных газов в заполняемой трещине. На этой стадии и формируется очаг газодинамического явления.

Очаги газодинамических явлений сохранялись длительное геологическое время при условии превышения градиентом фильтрации величины градиента давления газа в системе пустот. Таким образом, очаги газодинамических явлений на Верхнекамском месторождении представляют собой следы некогда действовавших гидродинамических систем, водный раствор которых содержал газ. Эти очаги формировались на стадии катагенеза, когда вмещающие породы были непроницаемыми и могли сохранять скопления свободного газа от рассеивания в течение длительного геологического времени [5].

Литература

1. Медведев И. И., Полянина Г. Д. Газовыделения на калийных рудниках //М.: недра. – 1974. – С. 35-40.
2. Иванов А. А., Воронова М. Л. Верхнекамское месторождение калийных солей: стратиграфия, минералогия и петрография, тектоника, генезис. – Недр, 1975. – Т. 232.
3. Проскуряков Н. М. Внезапные выбросы породы и газа в калийных рудниках //М.: недра. – 1980. – Т. 263. – С. 3.
4. Андрейко С. С. Газодинамические явления в калийных рудниках: методы прогнозирования и способы предотвращения. – 2007.
5. Специальные мероприятия по безопасному ведению горных работ на Верхнекамском месторождении калийных солей в условиях газового режима в ПАО "Уралкалий"/ ГИ УрО РАН / Пермь 2015г.

ОБЗОР ОСНОВНЫХ ТИПОВ МЕХАНИЧЕСКИХ АВТОБАЛАНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ А.В. Изерский

Научный руководитель – доцент Г.Р. Зиякаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Неуравновешенные вращающиеся части, чаще всего являются источниками вибрации. Используя средства и методы современной балансировки, вращающихся роторов, осуществляется уравновешивание их по высокому классу точности. Именно поэтому некоторые типы роторных машин достаточно уравновешивать однократной балансировкой ротора, производящейся непосредственно после его изготовления. На примере роторов различных карданных валов автомобилей, электродвигателей и так далее, это можно видеть. Но существуют такие типы машин, вектор дисбаланса у которых в процессе использования меняет своё направление и величину. Приводя пример на шлифовальных кругах, это осуществляется вследствие износа его абразива, причем неравномерно. Изменение неуравновешенности в различных центрифугах, происходит в каждом пуске и очень быстро. Именно из-за этого, возникает необходимость в автоматической балансировке роторов данных типов машин.

На (рис.1) схематически показано кольцевое АБУ. Здесь свободно подвешены два тяжелых кольца, которые заполнены маслом в кожухе и приводном валу. Масло используется для разгона и демпфирования колебаний колец до скорости, соответствующей скорости ротора. Что касается кожуха, то он выполнен таким образом, что при скорости ниже критической, кольцевые центры по отношению к оси вращения совпадают, из-за чего кольца неуравновешенности в систему не добавляют. Когда скорость выше критической, тогда кольца и начинают работать. АБУ кольцевого типа применяется при любом существующем расположении уравновешиваемого ротора. Когда скорости ниже критической, оно не дает эффекта уравновешивания, не вносит дополнительной неуравновешенности, и не облегчает переход через критические скорости. АБУ автоматически следит за изменениями в процессе работы и упраздняет неуравновешенность системы на скоростях выше критической.

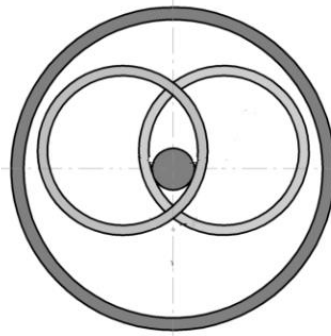


Рис. 1 Предложенное А. Феска устройство для автоматической балансировки

Следующий тип АБУ это маятниковые (рис.2). Они из себя представляют два диска с осями, которые закреплены на приводном валу, маятники вокруг которых могут свободно поворачиваться. Ниже критической скорости маятники увеличивают неуравновешенность системы происходит, когда маятники находятся ниже критической скорости, также ухудшается переход через критическую скорость. Когда скорости наоборот превышают критические значения, АБУ данного типа снижает вибрацию машины, но эффективность этого недостаточная.

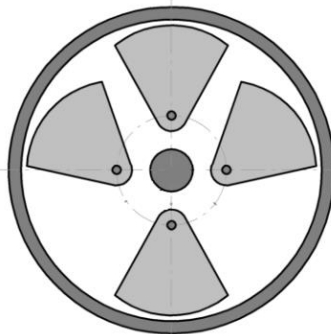


Рис. 2 Автобалансирующее устройство маятникового типа

Рассмотрим АБУ шарового типа (рис. 3). В данном устройстве вредное действие трения значительно снижено. Действия тангенциальных составляющих центробежных сил, при скорости ниже критической, увеличивая неуравновешенность, переместившиеся на тяжелую сторону шары будут сближаться. Когда показатели скорости превышают критические, движение шаров будет аналогичным под действием сил, но с переменившимся движением, которое направлено на легкую сторону, что приводит к снижению неуравновешенности. Движение шаров прекращается, когда наступает полное уравнивание. Данный тип АБУ может работать только при скорости выше критической.

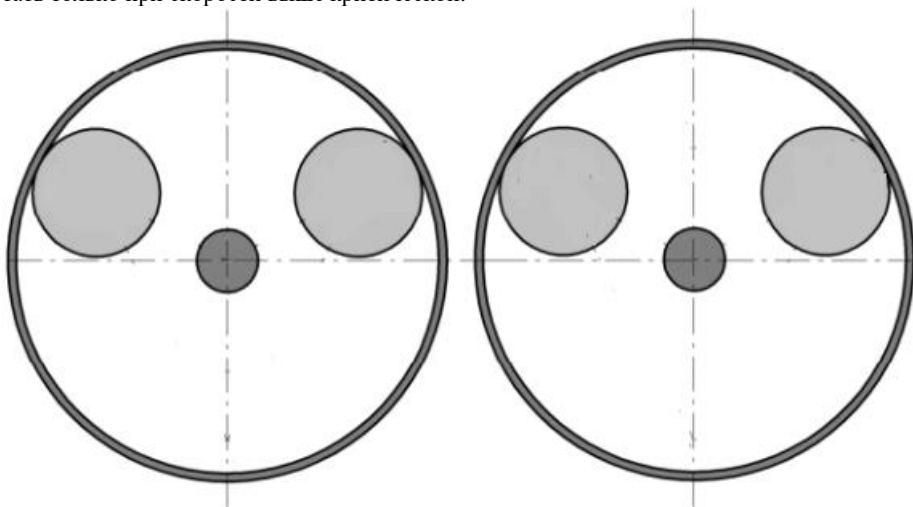


Рис. 3 Предложенное Сирла шаровое автобалансирующее устройство

Далее рассмотрим гибридное устройство кольцевого, маятникового и шарового АБУ (рис.4). Оно представляет из себя автобалансирующее устройство с маятниками, центры вращения которых совпадают с осью ротора. АБУ содержит два шарикоподшипника с ротором, на которые посажены маятники. Автобалансирующее устройство помещено в защитный кожух с крышкой.

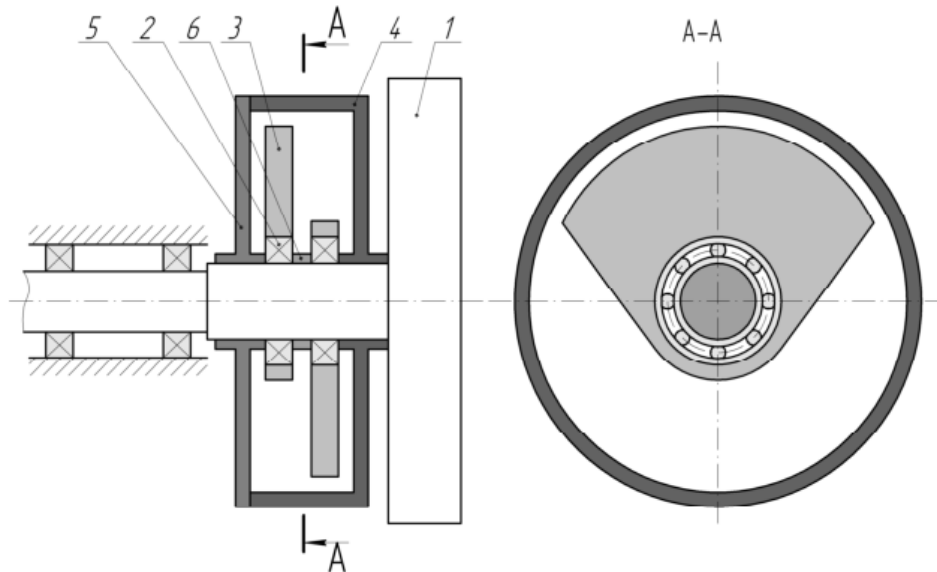


Рис. 4 АБУ с маятниками, оси вращения которых совпадают с осью ротора:
 1 – ротор; 2 – шарикоподшипник; 3 – маятник; 4 – корпус; 5 – крышка; 6 – втулка

В данной работе были рассмотрены пассивные автобалансирующие устройства. Кольцевое АБУ при устранении значительной величины неуравновешенности получается громоздким. Около двух и более двухкольцевых устройств подобного типа, расположенные в разных сечениях ротора, а может быть и одно АБУ с четырьмя, включая большое количество колец способных уравнивать ротор в нескольких коррекционных плоскостях, это означает, что они устраняют дисбаланс полностью. Минус в том, что трение между валом и кольцами снижает точность балансировки. Наибольшее применение получили шаровые АБУ. Что касается маятниковых автобалансирующих устройств, то они применяются реже, так как изучены меньше, хоть и имеют ряд свои достоинства. АБУ шарового типа задают высокие требования к качеству изготовления, чтобы обеспечить достаточно точную балансировку. Это всё говорит о том, что применение и изучение таких устройств в промышленности, имеет перспективные направления развития теории вибрационной защиты.

Литература

1. Дубовик В. А., Зиякаев Г. Р. Основное движение двухмаятникового автобалансира на гибком валу с упругими опорами //Известия Томского политехнического университета. – 2010. – Т. 317. – №. 2.

ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ КОНСТРУКЦИИ ДНИЩ ОЧИСТНЫХ БЛОКОВ В НЕУСТОЙЧИВЫХ РУДАХ

М.М. Капитонов

Научный руководитель – доцент А.Н. Петров

Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова, г. Якутск, Россия

На руднике ПР «Удачный» запроектирована система этажного обрушения с одностадийной выемкой и площадным выпуском. В России на сегодняшний день отсутствует опыт подземной разработки месторождений алмазов системами разработки с массовым обрушением.

В мировой практике системы массового обрушения (самообрушения) достаточно распространены при подземной отработке кимберлитовых трубок.

Почти на всех рудниках первоначально применяли конструкцию днища блока с траншейным штреком представленную на рисунке 1.

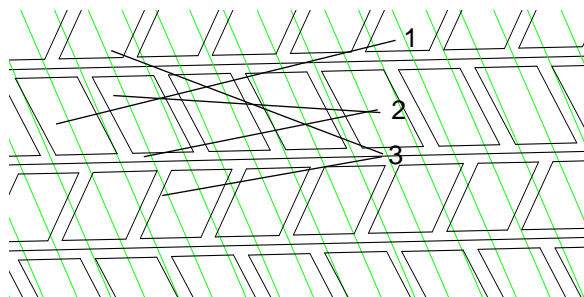


Рис. 1 Конструкция днища с траншейным штреком
1-траншейный штрек; 2- погрузочный заезд; 3-доставочный штрек.

Данную схему подготовки очень просто создавать, однако, она имеет ряд серьёзных недостатков:

- влияние давления налегающей взорванной рудной массы в блоке на устойчивость сопряжений траншейного штрека и погрузочных заездов (особенно в остроугольной части их примыкания);
- быстрый выход из строя выпускных пунктов в результате разрушения так называемых рудных козырьков, что приводит к необходимости многократного перекрепления заездов, и соответственно, остановки работ по выпуску;
- наличие только одного пункта отгрузки руды из блока в каждом заезде;
- значительная длина тупиковых погрузочных заездов и соответственно необходимость организации их проветривания.

В последующем (рисунок 2) способ формирования днища несколько усложнился, но процесс доставки стал более эффективным, проветривание выработок улучшилось, и снизились простои пунктов выпуска по причине перекрепления сопряжения погрузочного заезда и выпускной камеры.

В соседних панелях для снижения потерь руды при её выпуске погрузочные заезды должны располагаться в шахматном порядке, несмотря на увеличение количества сопряжений и усложнение (усиление) их крепления. [3]

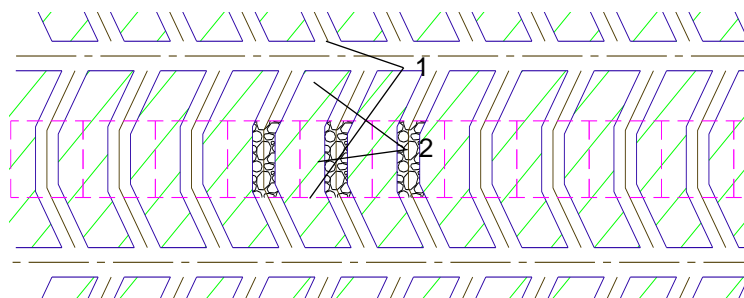


Рис. 2 Конструкция днища с короткими траншеями
1-доставочный штрек; 2- погрузочный заезд.

Выбор правильной формы целиков в основании очистного блока при эксплуатации является важным фактором, влияющим на процесс выпуска руды, а также на сохранность и устойчивость выпускных и доставочных выработок на весь период выпуска руды.

Считается, что, определенная форма надштрекового целика, а также конфигурация и параметры выпускного пункта могут способствовать улучшению показателей выпуска руды и увеличивать сохранность доставочных выработок.

В условиях рудника «Удачный» с учётом невысокой устойчивости кимберлита, наиболее предпочтительной является прямоугольная форма целиков в днище блока. Основная зона износа кромки находится непосредственно над пунктом выпуска.

Размеры и форма оснований блоков, влияющие на выпуск руды и устойчивость выработок представлены на рисунке 1

На выпуске и доставке рудной массы используется самоходная техника, при этом необходимо обеспечить максимальное пространство при минимальной протяженности штрека для маневра одновременно более крупных механизмов в пределах оптимального пространства зоны извлечения. Важно найти оптимальный вариант при выборе ПДМ и принимать решение на основе точной оценки требуемой протяженности зоны выпуска с учетом кусковатости руды.

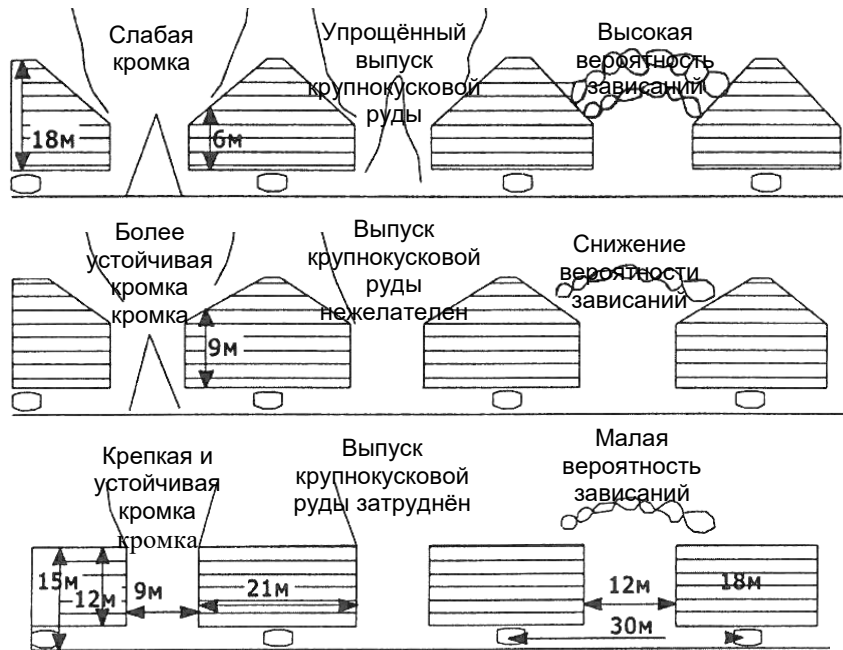


Рис. 3 Размеры и форма целиков в основаниях блока, а также их влияние на выпуск руды и устойчивость доставочных выработок.

Следует четко понимать, что временные потери руды или последующее увеличение разубоживания, к которым могут привести низкие показатели извлечения руды, способны значительно превысить затраты, связанные с использованием более крупных машин и механизмов.

Во всех вариантах выпускные пункты имеют конструкцию со стенками, близкими к вертикальным. При этом значительно снижается давление столба рудной массы, находящейся над выпускными выработками на конструктивные элементы системы разработки (надштрековые целики и др.). Это достигается за счёт того, что основной вес столба рудной массы начинает оказывать давление не на рудные откосы в днище блока и расположенные в них выработки, а непосредственно на его днище.

Все пункты выпуска (погрузочные заезды), которые используются при выпуске отбитой руды на доставочном горизонте, будут дополнительно подвергаться значительному отрицательному воздействию от давления и трения выпускаемой через них рудной массы. В связи с этим, к креплению погрузочных заездов появляются дополнительные требования, связанные с устойчивостью вмещающего рудного массива и сохранением самой выработки.

Как показывает мировой опыт, основными элементами крепи, применяемыми для поддержания погрузочных заездов и их сопряжений с доставочной выработкой с одной стороны, и очистным пространством с другой являются: анкера, набрызгбетон, металлическая сетка, тросы и металлические стойки с подхватами.

На начальном этапе крепления производится установка анкеров как по кровле, так и по бортам выработок, а также подвешивание металлической сетки, на которую уже наносится слой торкретбетона (часто с добавлением фибры для усиления его прочности). На сопряжениях доставочной выработки и заезда, а также в районе устья пунктов выпуска дополнительно к анкерному креплению устанавливаются троса.

Крепление устья погрузочного заезда, в пределах которого осуществляется непосредственный выпуск обрушенной руды, должно быть более усиленным. Само устье (так называемая «лобовина»), наиболее подверженное воздействию от выпускаемой руды и периодически проводимых взрывных работах при ликвидации негабаритов и зависаний, дополнительно усиливается установкой металлических арок или двутавровых профилей неполным дверным окладом с обязательным заполнением пространства между металлическими конструкциями бетоном и футеровкой поверхности металлическим листовым профилем. Почва погрузочных заездов также укрепляется путем заливки бетонной плиты толщиной порядка 200 – 300 мм.

Литература

1. Brown E. T. Block caving geomechanics. – 2002.
2. Bartlett P. J. The design and operation of a mechanized cave at Premier Diamond Mine, MASSMIN 92, S //Afr. Inst. Min. Metall. Symposium Series S. – 1992. – Т. 12. – С. 223.
3. Дик Ю.А., Котенков А.В., Танков М.С., Коваленко А.А. Конструктивные особенности элементов системы разработки при применении системы этажного принудительного обрушения для условий рудника «Удачный»- Глобус №1(30) март 2014.

КРУТИЛЬНЫЕ КОЛЕБАНИЯ ВАЛА ЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА ПРИ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССАХ

Н.С. Кузнецов

Научный руководитель – профессор А.К. Томилин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Центробежные насосы представляют собой наиболее распространенный тип машин, применяемый для перекачки жидкости. В них благодаря вращению привода механическая энергия воздействия лопастей рабочего колеса на жидкость преобразуется в кинетическую энергию потока. Таким образом в центробежном насосе движение жидкости имеет в области рабочего колеса радиальное направление и перемещается в поле действия центробежных сил.

Принцип действия: рабочее колесо, закрепленное на валу, вращается с большой угловой скоростью и отбрасывает жидкость к периферии, соответствующий объем жидкости поступает к центру разряжения через подвод, затем жидкость, обладающая большой кинетической энергией, поступает в отвод, где тормозится при этом кинетическая энергия жидкости преобразуется в потенциальную энергию давления [1].

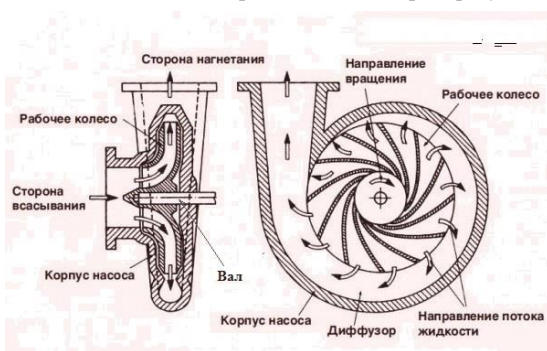


Рис. 1 Устройство центробежного насоса

Существует несколько причин возникновения крутильных колебаний вала. Самые важные из них связаны с гидродинамическими источниками [2]:

Вихреобразование (срыв вихрей за лопастями рабочего колеса).

Неоднородность потока (либо кромочные следы при обтекании неподвижных частей насоса, в том числе направляющего аппарата, либо отсутствие угловой симметрии градиента скорости потока в плоскости рабочего колеса, вследствие изгиба трубопровода на входе). Лопастей рабочего колеса, при взаимодействии с неоднородным потоком, испытывают импульсные нагрузки.

Турбулентные пульсации давления в потоке. (возникают в пристеночном слое потока, участвует в высокочастотных колебаниях стенок). Газовая и паровая

кавитация жидкости. Дефекты лопастей.

Изучение природы и знание потерь энергии необходимо для правильного выбора мощности и типа привода, а также для расчетного построения графика подачи жидкости от её расхода: $H = f(Q)$. Знание природы потерь помогает найти путь их уменьшения. Потери в лопастных насосах разделяют на гидравлические, объемные и механические. Из всех потерь в лопастном насосе о гидравлических потерях известно меньше всего, но именно они оказывают наибольшее значение на крутильные колебания вала. Это объясняется многими неучтенными фактами, значение которых сложно точно определить.

Гидравлические потери – это суммарные потери при движении жидкости по водопроводящим каналам [2]. Их условно можно разделить на несколько категорий: потери на трение, потери на вихреобразование и кавитацию.

Вихревые потери делятся на ударные и диффузорные. Возникновение вихревых ударных потерь зависит от отрывного обтекания входных кромок лопастей насоса в режимах работы насоса, отличных от безударных. На рисунке 2 показано отрывное обтекание лопастей на перегрузочных и недогрузочных режимах. Это явление вызывает поперечные колебания вала.

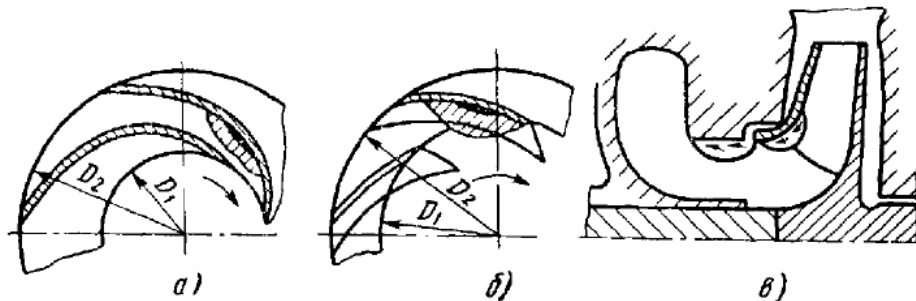


Рисунок 2 – Образование вихревых зон на входных элементах лопасти рабочего колеса

На рисунке 2 показаны виды местного понижения давления на входе в насос с цилиндрическими лопастями (рисунок 2а) с пространственными лопастями (рисунок 2б) и в меридианном сечении рабочего колеса (рисунок 2в).

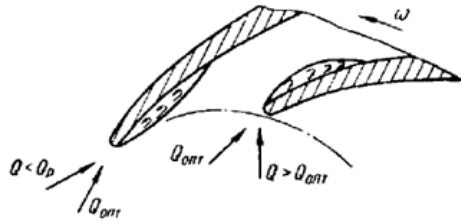


Рис. 3 Зоны местного снижения давления

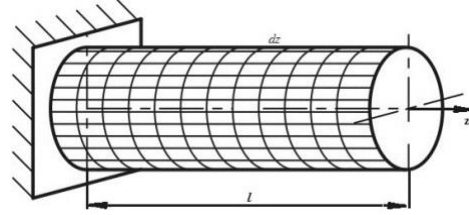


Рис. 4 Схема крутильных колебаний вала

Главной причиной возникновения крутильных колебаний вала является изменение свойств перекачиваемой жидкости во всем рабочем объеме насоса.

Цель исследования: определение собственных частот и собственных функций упругого вала круглого сечения и исследование условий возникновения резонансного режима.

Составим дифференциальное уравнение вращательного движения вала:

$$\frac{\partial^2 \varphi}{\partial t^2} - \frac{1}{a^2} \frac{\partial^2 \varphi}{\partial z^2} = 0 \quad (1)$$

где, GJ - крутильная жесткость, θ_0 - момент инерции единицы длины стержня относительно оси z и введено обозначение: $\frac{GJ}{\theta_0} = \frac{1}{a^2}$

Применим процедуру Фурье:

$$\varphi(z; t) = \sum_{i=1}^{\infty} Z_i(z) q_i(t),$$

где $Z_i(z)$ - собственные амплитудные функции; $q_i(t)$ - обобщённые координаты.

В случае граничных условий, изображенных на рисунке 4, собственные амплитудные функции имеют вид:

$$Z_i(z) = \sin\left(\frac{i\pi z}{2l}\right), (i=1, n).$$

Используя свойства ортогональности, проведем уравнение (1) к системе обыкновенных дифференциальных уравнений:

$$\frac{d^2 q_i}{dt^2} + \frac{1}{a^2} \left(\frac{i\pi}{2l}\right)^2 q_i = 0, (i=1, n), \quad (2)$$

Дифференциальные уравнения в системе (2) являются независимыми, поэтому их решения представляются гармоническими функциями:

$$q_i = q_{0i} \sin(\omega_i t), \quad (3)$$

с частотами:

$$\omega_i = \frac{1}{a} \frac{i\pi}{2l}, (i=1, n), \quad (4)$$

Составим дифференциальное уравнение вынужденных крутильных колебаний вала [4]:

$$\frac{\partial^2 \varphi}{\partial t^2} - \frac{1}{\theta_0} \frac{\partial M}{\partial z} = \frac{1}{\theta_0} M^e, \quad (5)$$

Вынуждающая сила в нашем случае носит случайный характер, поэтому представим ее в виде ряда Фурье по гармоническим функциям с частотами собственных колебаний вала.

Получаем систему дифференциальных уравнений:

$$\frac{d^2 q_i}{dt^2} + \frac{1}{a^2} \left(\frac{2\pi}{2l}\right)^2 q_i = \frac{4}{i\pi\theta_0} f(t)\gamma_i, (i=1, n), \quad (6)$$

где, $\gamma_i = \sin \frac{i\pi(z_2 - z_1)}{4l} \sin \frac{i\pi(z_2 + z_1)}{4l}$.

Из анализа системы уравнений (6) следует, что резонансными частотами являются:

$$\omega_i = \frac{1}{a} \frac{i\pi}{2l}, (i=1, n). \quad (7)$$

На основе проведенного исследования можно производить расчеты резонансных режимов для конкретных центробежных насосов с учетом свойств перекачиваемой жидкости.

Литература

1. Зимницкий В. А. Лопастные насосы: справочник. – Машиностроение. Ленингр. отд-ние, 1986.
2. Михайлов А. К., Малюшенко В. В. Лопастные насосы: Теория, расчет и конструирование. – Машиностроение, 1977.
3. Карелин В. Я. Кавитационные явления в центробежных и осевых насосах. – Машиностроение, 1975.
4. Ганиев Р.Ф., Кононенко В.О. Колебания твердых тел. Издательство «Наука», главная редакция физико-математической литературы, М., 1976.

ПЕРВИЧНАЯ СТАТИСТИЧЕСКАЯ ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ НА ГЛАВНОЙ ВЕНТИЛЯТОРНОЙ УСТАНОВКЕ ПОДЗЕМНОГО ГОРНОДОБЫВАЮЩЕГО ПРЕДПРИЯТИЯ

Н.С. Макарычев, А.В. Николаев

Научный руководитель – профессор Г.Б. Лялькина

*Пермский национальный исследовательский политехнический университет,
г. Пермь, Россия*

При ведении горных работ на подземных горнодобывающих предприятиях выделяются опасные и вредные газы. Для того чтобы их концентрации не превышали допустимого уровня, проводится ряд специальных мероприятий, одним из которых является проветривание горных выработок с целью обеспечения безопасности производства. Проветривание позволяет снизить концентрации вредных и опасных газов, обеспечивая безопасные условия труда горнорабочих. Объемный расход воздуха, необходимый для поддержания безопасных условий труда, определяется позабойным методом: при этом необходимые объемные расходы свежего воздуха подсчитываются для каждого забоя по отдельности, добычного участка в целом, а также камер служебного назначения. Затем эти объемы суммируются.

Для подачи воздуха в рудник используется главная вентиляторная установка (ГВУ), за счет работы которой воздух по воздухоподающим стволам поступает в подземные горные выработки, а затем удаляется по вентиляционному стволу на дневную поверхность (всасывающий способ проветривания).

Между шахтными стволами действует общешахтная (общерудничная) естественная тяга h_e . Величина и направление общерудничной естественной тяги h_e оказывает влияние на работу ГВУ, увеличивая, в случае если направление ее действия совпадает с требуемым направлением движения воздуха, либо снижая производительность Q_B ГВУ [1, 4]. При управлении работой ГВУ необходимо учитывать изменение текущих параметров, определяющих аэродинамическое сопротивление рудника $R_{руд}$, а также значение общерудничной естественной тяги h_e . Способы расчета величины h_e требуют использования методов математической статистики.

В работе [3] представлена методика расчета величины и направления общерудничной естественной тяги. Соответствующие примеры расчета приведены в работе [5]. Выяснено, что с помощью доверительных интервалов можно с заданной доверительной вероятностью оценить абсолютную величину и определить направление общерудничной естественной тяги на основании экспериментальных значений производительности Q_B ГВУ и соответствующих значений общешахтной депрессии h_B (статического давления $h_{ст}$).

На протяжении 2016-2017 гг. на БКПРУ-2 (ПАО «Уралкалий») был выполнен ряд серий натуральных экспериментов, в ходе которых проводились измерения производительности ГВУ Q_B и соответствующей общешахтной депрессии h_B при различных скоростях вращения рабочего колеса вентилятора. Измерения параметров h_B и Q_B , определялось при помощи стационарных датчиков, расположенных в нагнетательном и всасывающем каналах ГВУ.

К примеру, 06 июля 2016 года было выполнено девять серий измерений. В каждой из серий было зафиксировано по 8-10 экспериментальных значений производительности Q_B ГВУ и соответствующих значений общешахтной депрессии h_B . На проведение девяти серий измерений всего было затрачено порядка 20 минут (т.е. на каждую отдельную серию измерений затрачивалось около двух минут, в течение которых и было зафиксировано примерно по 10 значений Q_B и h_B). Краткая продолжительность времени, отведенного на проведение эксперимента, обусловлена тем, что было необходимо избежать значительных изменений таких параметров наружного воздуха, как температура, атмосферное давление, относительная влажность и т.п., оказывающих на величину h_e основополагающее влияние.

Таким образом, массив первичных данных состоит из девяти серий, каждая из которых содержит порядка десяти зафиксированных с помощью датчиков показаний производительности ГВУ Q_B и соответствующих значений общешахтной депрессии h_B .

При анализе полученных выборочных совокупностей было замечено, что часть данных значительно отклоняется от средних по серии значений. Поэтому в каждой из серий была выполнена процедура исключения так называемых «ложных» данных в соответствии с требованиями математической статистики [2]. В среднем потребовалось исключить по два значения в каждой из серий. В итоге в каждой из серий осталось от семи до десяти результатов измерений, проверенных на их случайность и независимость.

После этого для оставшихся данных были выполнены оценки дисперсий с помощью исправленных (ввиду малости представленных выборок) дисперсий по каждой из серий, и после этого проведена процедура проверки однородности дисперсий данных в каждой из серий.

При этом было выявлено семь серий с однородными дисперсиями, а для двух серий обнаружилось, что их дисперсия существенно отличаются от остальных. В связи с этим был сделан вывод о том, что эти две серии необходимо исключить из первоначальных результатов экспериментов, так как на них повлияли случайные обстоятельства, которые невозможно было исключить заранее.

Для каждой из оставшихся семи серий (выборочных совокупностей) были вычислены средние значения $\overline{Q_B^{(i)}}$ и $\overline{h_B^{(i)}}$ ($i=1,2,\dots,7$) производительности $\overline{Q_B^{(i)}}$ и статического давления $\overline{h_B^{(i)}}$ соответственно. Результаты расчетов представлены в табл. 1.

Таблица 1

Средние значения статического давления $\overline{h_B^{(i)}}$, развиваемого ГВУ, и соответствующей производительности $\overline{Q_B^{(i)}}$

i	1	2	3	4	5	6	7
$\overline{Q_B^{(i)}}$, м ³ /с	408,143	368,800	343,333	304,444	309,800	275,500	199,200
$\overline{h_B^{(i)}}$, Па	2633,710	2297,635	2022,294	1765,148	1701,406	1494,494	866,884

С помощью представленных в таблице значений $\overline{Q_B^{(i)}}$ и $\overline{h_B^{(i)}}$ ($i=1,2,\dots,7$) по разработанной ранее методике [6] можно построить уравнение регрессии, позволяющее оценить величину и определить направление действия естественной тяги h_e при заданной доверительной вероятности, а также оценить величину аэродинамического сопротивления рудника $R_{руд}$.

В рассматриваемом случае расчеты дают следующие оценки естественной тяги и аэродинамического сопротивления рудника соответственно: $h_e = 401,29$ Па, $R_{руд} = 0,0138$ (Н·с²)/м⁸. В частности, при уровне значимости $\alpha = 0,05$ соответствующий доверительный интервал для значения естественной тяги оказывается равным:

$$h_e \in (218,425; 584,159).$$

Обе границы доверительного интервала положительны, что указывает на то, что в момент измерений естественная тяга h_e препятствовала поступлению воздуха в рудник [5]. В этом случае производительность ГВУ необходимо увеличить на величину $\Delta h_e = 584,159$ Па до полной компенсации влияния противодействующей общерудничной естественной тяги.

Вывод:

Полученные результаты подтверждают, что для управления работой ГВУ с целью обеспечения безопасности на подземных горнодобывающих предприятиях необходимо учитывать изменение текущих параметров, определяющих аэродинамическое сопротивление рудника $R_{руд}$ и значение общерудничной (общешахтной) естественной тяги h_e .

Способ расчета указанных параметров на основе эмпирических данных измерений Q_B и h_B требует строгой математической обработки первичных выборочных совокупностей во избежание грубых ошибок в расчетах, в том числе при построении уравнения регрессии и указания доверительных интервалов.

Литература

1. Васильев Е.М., Николаев А.В., Королёв Н.А. Система управления электроприводом нагнетательных вентиляторов и сетевого насоса для поддержания теплового режима в шахтных стволах // Горное оборудование и электромеханика. 2015. № 1 (110). С. 20-24.
2. Лялькина Г.Б., Бердышев О.В. Математическая обработка результатов эксперимента: учеб. пособие. Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2013. 78 с.
3. Макарычев Н.С., Лялькина Г.Б., Николаев А.В. Влияние выбранного уровня значимости на оценку доверительного интервала при определении величины и направления общерудничной естественной тяги // Журнал магистров, №2, 2017. С. 49-55.
4. Николаев А.В. Анализ теоретической формулы, определяющей величину естественной тяги между воздухоподающим и вентиляционным стволами // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2009. № 10. С. 72-75.
5. Макарычев Н.С., Лялькина Г.Б., Николаев А.В. Статистическая оценка величины общерудничной естественной тяги // Актуальные проблемы повышения эффективности и безопасности эксплуатации горно-шахтного и нефтепромыслового оборудования: материалы IV Междунар. науч.-практ. конф. Горная и нефтяная электромеханика 2017, Пермь, 9-12 окт. 2017 г. / М-во образования и науки Рос. Федерации, Перм. нац. исслед. политехн. ун-т, ГНФ, Каф. Горная электромеханика, Каф. РМПИ, Институт безопасности труда, производства и человека ПНИПУ, Ин-т калия. - Пермь: Изд-во ПНИПУ, 2017. - С. 80-86.
6. Lyal'kina G. B., Nikolaev A. V. Natural draft and its direction in a mine at the preset confidence coefficient // Journal of Mining Science. – 2015. – Т. 51. – №. 2. – С. 342-346.

ВЛИЯНИЕ ТЕКТОНИЧЕСКИХ НАРУШЕНИЙ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАЗРАБОТКИ ЭЛЬГИНСКОГО КАМЕННОУГОЛЬНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Ю.А. Малинин

Научный руководитель – профессор Н.Н. Гриб

Северский технологический институт НИЯУ МИФИ, г. Северск, Россия

Одной из значимых проблем, возникающих при планировании разработки месторождений углеводородов, строительстве промышленных объектов, проектировании зданий, сооружений, является наличие крупных тектонических нарушений. Данная проблема актуальна на крупнейшем каменноугольном месторождении южной Якутии Эльгинском.

Эльгинское месторождение расположено в районе развития опасных природных и техноприродных процессов. Помимо этого, постоянное проведение буровзрывных работ оказывает существенное влияние на разломы земной коры, активируя их. При этом опасность геодинамических подвижек усугубляется высоким уровнем сейсмичности региона, составляющей от 7 до 10 баллов [5]. А детальными исследованиями геодинамической активности в районе Эльгинского угольного месторождения не производилось. Об уровне геодинамической активности общее представление может быть получено лишь по сейсмической опасности по данным сейсмического районирования и по данным о современных геодинамических движениях на ближайшем аналоге – Коршуновском железорудном месторождении, расположенном в Иркутской области в Приангарье.

В соответствии с данными общего сейсмического районирования ОСР-97 район Эльгинского угольного месторождения относится к сейсмически активному району. (карта А) сейсмическая активность по шкале MSK-64 составляет 7 баллов, (карта В) – 8 баллов и (карта С) – 9-10 баллов. Вероятностная оценка интенсивности сейсмических событий относится к 50-летнему периоду. (рис. 1) [5].

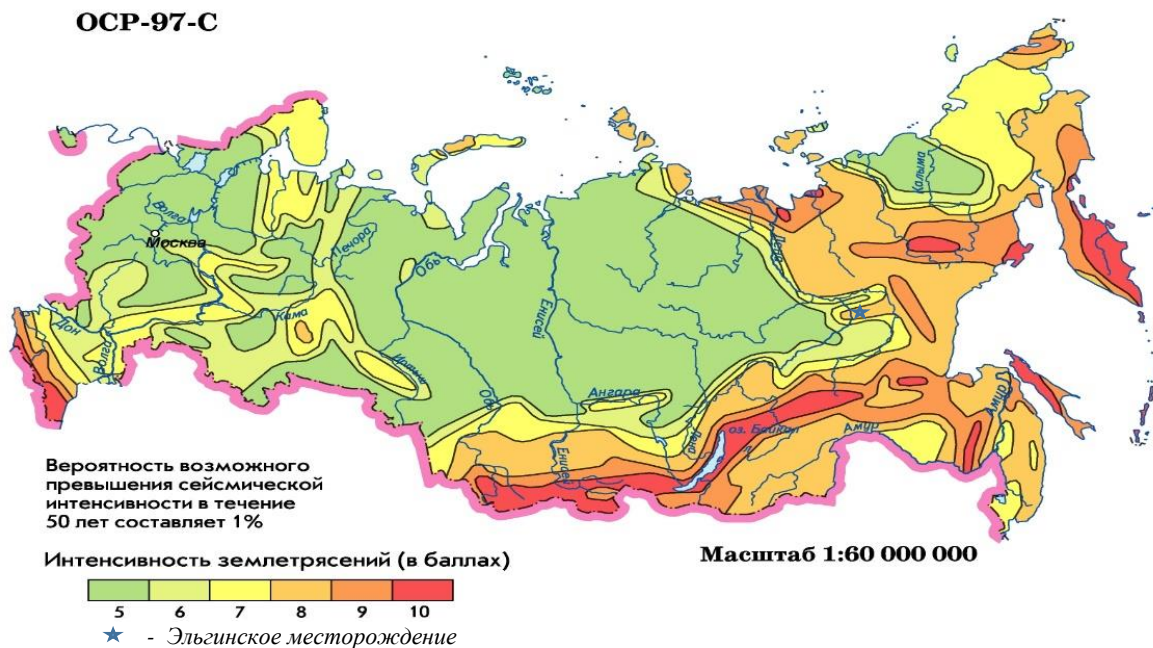


Рис. 1 Общее сейсмическое районирование Российской Федерации – ОСР-97-С

Оценка сейсмической опасности является одной из основных задач современных геолого-геофизических исследований в сейсмически активных регионах южно-якутского бассейна, позволяющая установить геологические предпосылки возникновения землетрясений разной силы и обеспечить составление региональных прогнозных карт сейсмической опасности. [3]. Данные карты позволяют более объективно подходить к безопасной эксплуатации месторождений полезных ископаемых, а также осуществлять нормативно обоснованное проектирование зданий и сооружений производственного комплекса горного предприятия на стадии разработки проекта и рабочей документации.

Также, несомненно важным является оценка сейсмического влияния на всех этапах жизненного цикла горного предприятия, который сопровождается проведением большого числа взрывных работ.

Проведение буровзрывных работ (БВР) оказывает непосредственное влияние на безопасность функционирования инфраструктуры всего горного предприятия, и является источником активизации геодинамических процессов на территории месторождения [3].

Учитывая обозначенное выше, стоит отметить, что для Эльгинского месторождения актуальна переоценка горно-геологических условий уже на стадии эксплуатации месторождения с целью изучения текущего состояния горных пород, прогнозирования влияния техногенного воздействия на их структуру при

разработке месторождения с применением БВР, а также изучения изменения природной устойчивости горных пород, зависящей от целого ряда факторов: трещиноватости, мощности, обводненности и др. [4]

При исследовании территории Эльгинского месторождения глубинным зондированием массива горных пород методами электроразведки в варианте срединного градиента (МСГ) и спектрального сейсмопрофилирования (ССП) до глубины, соответственно, 70 м и 150 м выявлена серия тектонических нарушений и зон повышенной трещиноватости различных рангов. Они имеют крутое падение и мощность от нескольких метров до 250-300 м. Простираются преимущественно субмеридиональное с небольшими отклонениями на северо-запад и северо-восток. Крупные тектонические нарушения имеют слоистое строение, включая слои с разной интенсивностью трещиноватости [1]. Опыт исследования структуры массива горных пород показал, что наиболее полную информацию об особенностях его строения, соответствующую проблеме обеспечения безопасности объектов недропользования, можно получить, используя комплекс геофизических методов, включающий спектральное сейсмопрофилирование и некоторые варианты электроразведки. Основываясь на разных геофизических свойствах массива горных пород, они обеспечивают разностороннюю информацию о местоположении структурных элементов, их параметрах, состоянии слагающих пород, гидрогеологических условиях.

На современном этапе освоения Эльгинского месторождения необходимо выполнение изыскательских работ в соответствии с разработанными техническими условиями за счет комплексирования инженерно-геофизических и инженерно-геодезических изысканий со стандартными инженерно-геологическими изысканиями. Это позволит, наряду с обеспечением проектирования необходимыми и достаточными исходными данными, существенно сократить расходы на изыскания при одновременном повышении их достоверности и информативности. Широкое применение инженерно-геофизических и инженерно-геодезических методов даст возможность:

- сократить объемы лабораторных опробований в 1,5–2 раза, используя скважины для тестирования геофизической информации и получения в необходимом объеме материала для испытания физико-механических свойств пород [2];
- построить объемные структурные модели массива горных пород на площадке проектируемого объекта;
- определить параметры современных геодинамических движений, их распределение по площадке и оценить риск нарушения проектируемого объекта;
- произвести обоснованный выбор безопасного размещения проектируемого объекта и, в случае необходимости, определить исходные данные для разработки дополнительных защитных мероприятий для каждого объекта.

Все вышеперечисленные факторы оказывают существенное влияние на строительство и эксплуатацию промышленных объектов, зданий и сооружений. Дополнительные исследования в этом направлении дадут не только данные о существующих нарушениях, но и позволят внедрить методы строительства, материалы и способы разработки, обеспечивающие безопасность и эффективность производства в целом.

Данная проблематика актуальна и по ней предстоит провести еще целый ряд исследований. Одним из которых является проведение детальных полевых геолого-геофизических работ, изучение структуры массива горных пород и расположения основных тектонических нарушений, в зоне которых будет происходить концентрация геодинамических движений и вызванных ими деформаций. Это в итоге позволит получить достаточно полное общее представление о структуре массива, необходимое для выбора благоприятных и безопасных площадок размещения основных объектов комплекса.

Литература

1. Гриб Н. Н., Кузнецов П. Ю. Прогнозирование физико-механических свойств углевмещающих пород на основе данных геофизических исследований скважин и математического аппарата Марковской нелинейной статистики // Уголь. – 2018. – № 1 (1102).
2. Малинин Ю.А. Геологические особенности разработки первой очереди Эльгинского месторождения: Строение литосферы и геодинамика: Материалы XXVII Всероссийской молодежной конференции с участием исследователей из других стран (Иркутск, 22–28 мая 2017 г.). – Иркутск: Институт земной коры СО РАН, 2017. – с. 142-143.
3. Овсяченко А. Н. и др. Детальные геолого-геофизические исследования зон активных разломов и сейсмическая опасность Южно-Якутского региона // Тихоокеанская геология. – 2009. – Т. 28. – № 4. – С. 55-74.
4. Скоморошко Ю.Н., Гриб Н.Н., Кузнецов П.Ю. Типизация углевмещающих пород Эльгинского месторождения по комплексному параметру устойчивости // Успехи современного естествознания. – 2017. - №6. – С.90-95
5. СП 14.13330.2011 Строительство в сейсмических районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81*

ИССЛЕДОВАНИЕ ПОПЕРЕЧНЫХ И ПРОДОЛЬНЫХ КОЛЕБАНИЙ БУРОВОЙ КОЛОННЫ
К.В. Мельнов

Научный руководитель – профессор Л.А. Саруев

Национально исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При бурении скважин колонна буровых труб представляет собой упругую, гибкую нитеобразную систему, имеющую опоры на забое скважины, вращателе бурового станка, а также промежуточные опоры в виде центраторов и стабилизаторов. При вращении буровой колонны система выходит из равновесия и испытывает различные по форме и режиму колебания, при этом периодически меняется величина отклонения оси вращения от оси скважины, угол закручивания и размах колебаний. Колебания колонны могут быть крутильными, поперечными и продольными. Практически колонна испытывает все три вида колебаний. Буровое долото, входящее в состав колонны бурильных труб, испытывает те же виды колебаний и из-за их наличия чаще всего выходит из строя. Вибрации, возникающие при бурении, можно разделить на три группы: вибрация от работы коронки на забое, вибрация от бурового снаряда и вибрации, возникающие от работы оборудования. Вибрации от работы бурового инструмента на забое имеют сложную взаимосвязь с режимами бурения, вибрацией буровой колонны, параметрами станка, физико-механическими свойствами и трещиноватостью горных пород [3].

В данной работе будет рассмотрена взаимосвязь амплитуды вибрации, которая вызвана поперечными и продольными колебаниями, с режимами работы бурового оборудования и коэффициентом жесткости буровой колонны. Так как изучение колебаний буровой колонны в процессе бурения скважин сложная и дорогостоящая процедура, в связи с этим разработан лабораторный стенд для моделирования динамических нагрузок действующих на буровую колонну [2]. В нижней части стенда закреплены устройства для создания динамической нагрузки, имитирующие радиальную и осевую нагрузку с возможностью регулирования, которые изменяются по гармоническому закону. Устройства, подают идеальную динамическую нагрузку буровой инструмент. Имитация нагрузок выполнена по методу динамического подбора с реальным буровым оборудованием [2]. Данный стенд разработан по гранту от компании British Petroleum.

Одной из причин возникновения продольных колебаний является осевая нагрузка на буровой инструмент, вследствие чего, из-за недостаточной жесткости буровой колонны, возникает прогиб буровой трубы относительно центральной оси скважины. Данный прогиб приводит к вредному контакту буровых труб со стенками скважины, тем самым повышается коэффициент трения и увеличивается износ. Рассмотрим три схемы поведения буровой колонны под действием поперечных и продольных колебаний, которые, по нашему мнению, наиболее часто возникают вследствие недостаточной жесткости буровой колонны в процессе работы [1].

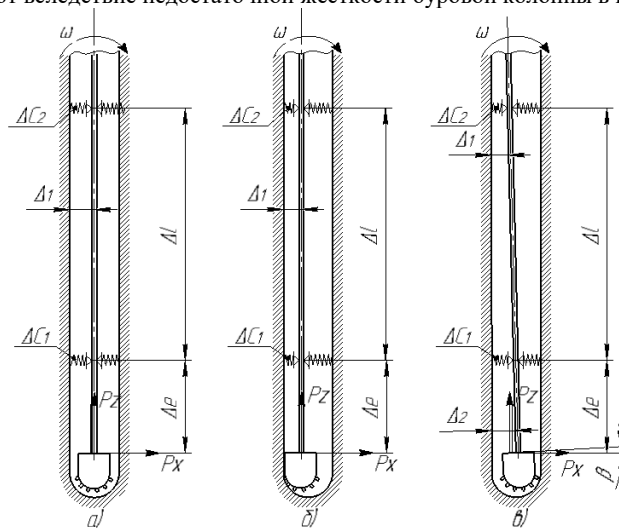


Рис. 1 Колебания буровой колонны

а) нормальный режим работы; б) работа резонансной области; в) работа с возникновением прецессии

Так как, изменяя жесткость буровой колонны, изменяется собственная частота, при помощи этого возможно регулировать режимы работы для необходимых условий, например, крепости горной пород, глубины скважины. На рисунке 1а приведена схема буровой колонны, когда система находится в зарезонансной области, никаких факторов, приводящих к интенсивному разрушению бурового оборудования не наблюдается, работа ведется в нормальном режиме. На рисунке 1б приведена схема поведения буровой колонны при работе в области резонанса, что приводит к резкому увеличению амплитуды вибрации, и отклонению бурового инструмента относительно оси скважины, что может вызвать биения и привести к аварийному разрушению элементов буровой колонны. На рисунке 1в приведена схема работы буровой колонны в дорезонансной области, когда собственная частота системы меньше частоты возбуждения и кроме того в колонне уже присутствует прогиб, вызванный действием осевой нагрузки. Данное явление называется обратной прецессией, именуемое в других источниках обратной ротацией [1], Появление обратной прецессии приводит к ряду негативных факторов, например, таких как несовпадение направления вращения бурового инструмента с вращением буровой колонны

вызывая неравномерное углубление бурового инструмента за один оборот, а также потере основного и периферийного вооружения бурового инструмента. Устраняется вибрация путем увеличения нагрузки на буровой инструмент, уменьшением частоты вращения и увеличения жесткости компоновки буровой колонны. Для проверки последнего, на лабораторном стенде проведена серия экспериментов, полученные данные представлены в виде графической зависимости амплитуды вибрации от жесткости буровой колонны. Результаты приведены на рисунке 2. Изгибная жесткость буровой колонны рассчитана на стенде для моделирования динамических нагрузок, составляет $C_{изг}=3253$ Н/м.

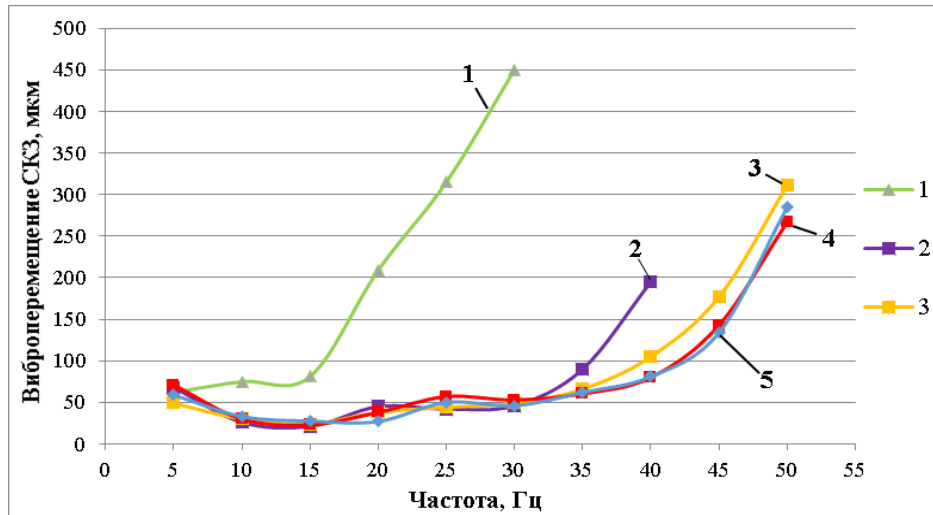


Рис. 2 График виброперемещения долота, при значениях изгибной жесткости модели буровой колонны: 1–2618 Н/м; 2–2927 Н/м; 3–3253 Н/м; 4–3578 Н/м; 5–3903 Н/м

Для регистрации и анализа данных применялся мобильный комплекс для проведения оперативной вибродиагностики "Виброрегистратор-М2". Эксперимент включает в себя серию из пяти основных измерений. При проведении эксперимента, параметр жесткости изменялся путем увеличения либо уменьшения расстояния между промежуточными опорами. По экспериментальным данным построена графическая зависимость для пяти значений жесткости и приведена на рисунке 2 [2]. Эксперименты под №1 и №2, при снижении жесткости модели буровой колонны на 10% и 20% от расчетной. График имеет нелинейную зависимость с резким увеличением амплитуды виброперемещения при повышении частоты вращения. Данный эксперимент ограничен максимальной частотой вращения равной 30 и 40 Гц, так как при данных значениях колебания бурового инструмента превышали допустимый зазор между стенкой скважины и буровой колонной, возникали ударные процессы. В эксперименте №3 показана среднеквадратичная величина виброперемещения для расчетной изгибной жесткости модели буровой колонны. В экспериментах №4 и №5 жесткость увеличена на 10% и 20% от расчетной. На графике наблюдается небольшое снижение амплитуды виброперемещения, визуально установлено отсутствие ударных процессов при работе. Можно сделать вывод, что увеличение жесткости не приводит к существенному снижению вибрации, но позволяет снизить поперечные и продольные колебания буровой колонны, предотвращая прерывистое вращение бурового инструмента. Дополнительным методом снижения вибрации относится применение виброгасящих устройств автобалансирующего типа. Но из-за отсутствия экспериментального оборудования, результаты эксперимента с этими устройствами будут приведены в дальнейших исследованиях.

По полученным данным можно сделать предварительные выводы. Необходимо учитывать коэффициент жесткости буровой колонны при бурении, так как он напрямую взаимосвязан с возникновением вредной динамической нагрузки – вибрацией. Следить за состоянием буровых труб, толщиной стенок, величиной прогиба от общей длины, контролировать надежность резьбовых соединений буровых труб, для предотвращения возникновения люфта в соединении. К сожалению, динамика бурового инструмента ни при проектных, ни при текущих технологических работах, из-за отсутствия соответствующих нормативных материалов, за исключением отдельных случаев, не учитывается.

Литература

1. Гуляев В.И., Луговой П.З., Борщ Е.И. Самовозбуждение колебаний бурильной колонны// Прикладная механика– Киев, 2013 том 49 №3, С. 114-125.
2. Мельнов К.В., Гаврилин А.Н. Динамические процессы действующие на долото с алмазными поликристаллическими резами: Диссертация – Томск, 2015, С. 52-54.
3. Третьяк А.А. Исследование виброустойчивости буровых коронок// Горный информационно-аналитический бюллетень– Москва, 2016 № 10, С. 5-14.

СПОСОБ ПРЕССИОМЕТРИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЙ ГОРНЫХ ПОРОД

А.В. Патутин

Институт горного дела Сибирского отделения Российской Академии наук,
г. Новосибирск, Россия

Основной задачей прессиометрических испытаний является определение деформационных и прочностных характеристик горных пород [1]. В процессе исследований стенки скважины нагружаются давлением рабочей жидкости через непроницаемую оболочку. При обработке и интерпретации полученных данных используется решение Ламе для бесконечной толстостенной трубы под действием внутреннего давления [2]. Для большинства практических задач горного дела необходимо знать не модуль сдвига, определяемый по данному методу, а модуль Юнга, для вычисления которого используется коэффициент Пуассона вмещающих пород. Чаще всего значение коэффициента Пуассона берётся из табличных данных, что уменьшает достоверность метода и может привести к принятию неверных технологических решений. Другим недостатком является принимаемое приближение, согласно которому при нагрузке изучаемого интервала контур скважины деформируется равномерно и описывается окружностью с определённым радиусом. Такая модель нагружения не учитывает возможные деформации стенок скважины в неравномерном поле напряжений, в результате которых её контур принимает вид эллипса [3-гиаб].

В рассматриваемом подходе для расчёта модуля Юнга и коэффициента Пуассона необходимо знать минимальные и максимальные напряжения, действующие в массиве. Эти данные могут быть получены с помощью метода измерительного гидроразрыва, выполняемого в окрестности интервала прессиометрических испытаний. Похожий способ рассматривался в работах [4, 5], однако, для его реализации необходимо рассчитывать безразмерную функцию, зависящую от нескольких параметров, что усложняет использование метода и может приводить к росту ошибки при вычислениях.

Для обоснования метода рассмотрим упругую изотропную среду в состоянии плоской деформации с круговым отверстием радиуса R . Отверстие деформируется под действием внешнего сжимающего поля напряжений σ_{\min} и σ_{\max} в эллипс с полуосями a и b (рис 1). Внутри отверстия действует давление σ_0 ; модуль Юнга и коэффициент Пуассона среды E и ν соответственно.

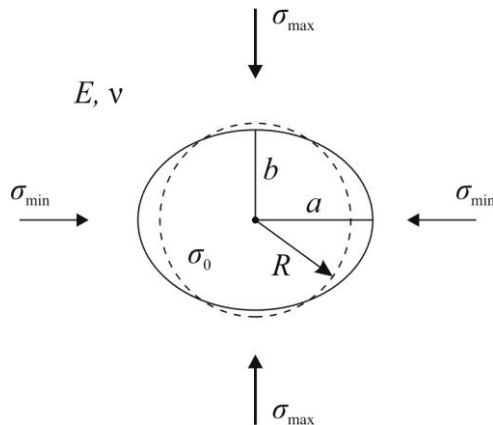


Рис.1 Деформация контура скважины в неравномерном поле напряжений

Напряжённо-деформированное состояние среды в окрестности отверстия и смещения для данной задачи известны [6, 7], поэтому полуоси эллипса запишутся в виде

$$\begin{aligned} a &= R \left(1 + \frac{(1-\nu^2)}{E} \left[\sigma_{\max} - 3\sigma_{\min} + \frac{\sigma_0}{1-\nu} \right] \right) \\ b &= R \left(1 + \frac{(1-\nu^2)}{E} \left[\sigma_{\min} - 3\sigma_{\max} + \frac{\sigma_0}{1-\nu} \right] \right) \end{aligned} \quad (1)$$

Совместное решение двух уравнений (1) позволяет определить модуль Юнга и коэффициент Пуассона при остальных известных величинах

$$\begin{aligned} E &= \frac{(1-\nu^2)R}{a-R} \left[\sigma_{\max} - 3\sigma_{\min} + \frac{\sigma_0}{1-\nu} \right], \\ \nu &= 1 + \frac{\sigma_0}{A} \left(\frac{a-R}{b-R} - 1 \right) \end{aligned} \quad (2)$$

где, $A = (a-R)(\sigma_{\min} - 3\sigma_{\max}) / (b-R) + 3\sigma_{\min} - \sigma_{\max}$.

Предположим, что в ходе прессиометрических испытаний поперечный размер скважины определяется вдоль трёх измерительных осей, развёрнутых друг относительно друга на 120° , как это реализовано в некоторых серийно выпускаемых прессиометрах. При этом полуоси эллипса могут определяться по известной методике [4]. С помощью операции измерительного гидроразрыва в окрестности скважины можно определить минимальное и максимальное напряжения, действующие в массиве. Таким образом, все необходимые параметры для решения уравнений (2) известны.

При анализе полученных выражений используем данные о физико-механических свойствах угля и вмещающих пород, представленных песчаником: модуль Юнга угля 1,2 ГПа (песчаника – 20 ГПа), коэффициент Пуассона угля 0,35 (песчаника – 0,15).

Для оценки возможностей метода рассчитывались смещения стенок скважины радиусом $R = 0,05$ м с внутренним нагружением $\sigma_0 = 10$ МПа для приведённых типов пород (рис. 2).

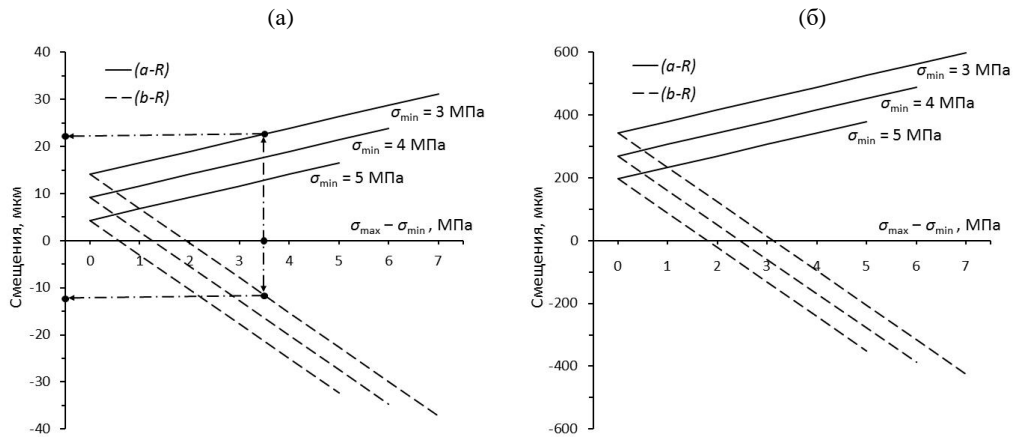


Рис.2 Расчёт смещений ($a-R$) и ($b-R$) в направлении большой и малой полуоси эллипса соответственно при различных значениях σ_{min} и σ_{max} для песчаника (а) и угля (б)

Рассмотрим случай, когда минимальное напряжение σ_{min} в песчанике составляет 3 МПа, а разница между максимальным и минимальным напряжениями $\sigma_{max} - \sigma_{min} = 3,5$ МПа, т.е. максимальное напряжение, действующее в массиве, равно 6,5 МПа (см. рис. 2а). При этом контур скважины трансформируется в эллипс за счёт расширения вдоль полуоси a на 22 мкм и сжатия на 12 мкм вдоль полуоси b . В угольном пласте смещения ($a-R$) и ($b-R$) за счёт нагрузки контура скважины могут быть значительно выше, и достигать нескольких сотен мкм (см. рис. 2б). Современные прессиометры способны регистрировать смещения в 1 мкм; некоторые разработанные образцы позволяют измерять деформацию контура скважины с точностью до 0,5 мкм [8], что в совокупности с проведением нескольких замеров в одной точке приводит к низким погрешностям результатов измерений.

Таким образом, предлагаемый способ прессиометрических испытаний позволяет оценить модуль Юнга и коэффициент Пуассона горных пород *in situ*. Для этого необходимо определить минимальные и максимальные напряжения, действующие в массиве, а также измерить деформацию контура скважины, вызванную этими напряжениями.

Литература

1. Трофименков Ю. Г., Воробков Л. Н. Полевые методы исследования строительных свойств грунтов // М.: Стройиздат. – 1981. – Т. 215. – С. 29.
2. Варданян Г.С., Андреев В.И., Атаров Н.М., Горшков А.А. Сопротивление материалов с основами теории упругости и пластичности. – М.: АСВ, 1995. – 568 с.
3. Патутин А.В., Рыбалкин Л.А. Прессиометрические испытания горных пород в неравномерном поле напряжений // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2017. – №12. – С. 64 – 69.
4. Курленя М.В., Сердюков С.В., Патутин А.В. Определение деформационных свойств горных пород по данным прессиометрических испытаний в интервале гидроразрыва скважины // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2015. – №4. – С. 96 – 102.
5. Сердюков С.В., Дегтярева Н.В., Патутин А.В., Рыбалкин Л.А. Скважинный прецизионный dilatometer с интегрированной системой транспортирования вдоль ствола скважины // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2015. – №4. – С. 198 – 203.
6. Мухелишвили Н.И. Некоторые основные задачи математической теории упругости. – М.: Наука, 1966. – 708 с.
7. Макаров Е.В., Монахов И.А., Нефедова И.В. Двусное растяжение пластины с круговым отверстием // Вестник РУДН. Серия: Инженерные исследования. – 2015. – №1. – С. 100–105.
8. Dilatometer tests [Электронный ресурс]. – URL: http://www.solexperts.com/images/PDF_ENGLISCH/02_geot_EN/en_10_geo_dilatometer_meas_v1.pdf (дата обращения 18.01.2018).

**СОЗДАНИЕ ЭЛЕКТРОННОГО АЛЬБОМА СТОЛБОВЫХ И СПЛОШНЫХ СИСТЕМ
РАЗРАБОТКИ ПЛАСТОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

М.В. Пудов

Научный руководитель – ассистент Е.В. Лукьянец

*Пермский национальный исследовательский политехнический университет,
г. Пермь, Россия*

В настоящее время месторождения твердых полезных ископаемых разрабатываются в основном двумя способами: открытым и подземным. Подземным способом эффективно добывать коксующиеся и ценные энергетические угли, залегающие на больших глубинах, железные и марганцевые руды, а также жильные руды цветных металлов, калийные соли и часть фосфатного сырья. [1]

Системой разработки месторождения или его части называют определенный порядок очистной выемки и её технологию в сочетании с совокупностью конструктивных элементов выемочного участка (блока, камеры). Разнообразие условий залегания месторождений приводит к появлению и применению большого числа систем разработки. В настоящее время их насчитывается до 200 видов. [2]

Актуальностью издания данного электронного альбома вызвана явной недостаточной визуализацией, имеющиеся материалы созданы 10-15 лет назад и значительно устарели. В данной работе решается проблема о визуальном представлении системы разработки.

Выбор системы разработки определяется большим количеством факторами, среди которых: мощность и строение пласта полезного ископаемого подлежащий разработке; угол падения; крепость пород, слагающих пласт, крепость вмещающих пород; строение непосредственной и основной кровли и устойчивость пород, их слагающих; газоносность и обводненность пласта и вмещающих пород; нарушенность пласта и пород; глубина разработки и т.д.

В настоящее время исследователями предложено достаточно огромное количество классификаций систем разработки, каждая из которых позволяет классифицировать системы разработки по тем или иным важным признакам. Наиболее удачная и достаточно простая классификация систем разработки предложена учеными Московского горного института.

По данной классификации все системы разработки классифицируются по одному основному и трём дополнительным признакам. Основной признак классификации – разделение пласта на слои. Первым дополнительным признаком является последовательность выполнения подготовительных и очистных работ. Второй дополнительный признак – длина очистного забоя. Третий дополнительный признак – направление перемещения очистного забоя. [3]

Наиболее распространёнными системами разработки принято считать сплошные системы разработки, столбовые системы разработки и камерные системы разработки.

Столбовыми системами разработки называют системы разработки без разделения пласта на слои с длинными очистными забоями при последовательном выполнении подготовительных и очистных работ. Главный принцип столбовых систем разработки заключается в том, что сначала в некоторой части шахтного поля проводятся все подготовительные работы и только потом начинаются очистные работы.

Под сплошными системами разработки понимают системы разработки без разделения пласта на слои с длинными очистными забоями при одновременном выполнении подготовительных и очистных работ.

Камерные системы разработки имеют такое название из-за вида очистных забоев – камер. Камерная система предполагает чередование очистных забоев и междуканальных целиков.

Для конкретных условий выбирается одна наиболее экономически эффективная и наиболее безопасная система разработки.

Таблица 1

Распределение добычи по системам разработки (в %%)

Бассейны	Система разработки с длинными очистными забоями					Системы разработки с короткими забоями
	Без разделения на слои			С делением пласта на наклонные в т.ч. с гибкими перекрытиями	Прочие (комбинированные, горизонтальными слоями)	
	Сплошная	Столбовая	В т.ч. столбовая с применением щитов			
Донецкий	27,2	50,3	-	-	22,5	-
Подмосковный	-	100,0	-	-	-	-
Кузнецкий	0,5	79,6	12,4	5,5	11,7	2,7
Печорский	3,5	89,0	-	6,5	1,0	-
Карагандинский	1,5	61,3	-	37,2	-	-
По СНГ	14,5	63,5	2,2	7,4	13,8	0,8

Выбор системы производится методом отбора по принципу соответствия горно-геологическим условиям, а выбор варианта системы - методом экономических расчетов. [4]

Поставленная проблема о визуальном представлении системы разработки реализуется в программе Tescplot 9.0. Tescplot 9.0 - это программное обеспечение для инженерного графопостроения с широким функционалом XY, 2D и 3D. Программа создана для измерения эксплуатационных данных, построения тестовых данных, математического анализа, и для инженерного построения в целом. Tescplot 9.0 позволяет пользователю проникать в суть и лучше понимать механизмы, найденные в данных.

Имея исходные данные, можно преобразовать и запрограммировать входную информацию таким образом, чтобы, считывая ее получать трехмерные изображения (рис.1, рис.2). Исходными данными для расчета является следующая информация: углы падения и мощность пласта, параметра призабойного пространства, параметры подготовительных и очистных выработок. Для работы вычислительной программы был выполнен аналитический расчет координат точек реального объекта.

Электронный каталог содержит 15 трехмерные модели. В построенных моделях можно отключать из представления один или несколько реальных объектов, поворачивать ее в трехмерном пространстве, а также изменять масштаб и угол обзора. Разработанные модели дают возможность обзора любой ее части в отдельности. Они дают полную картину для анализа информации, позволяют легко воспринимать систему разработки для изучения, являются наглядным пособием для студентов кафедры «Разработка месторождений полезных ископаемых».

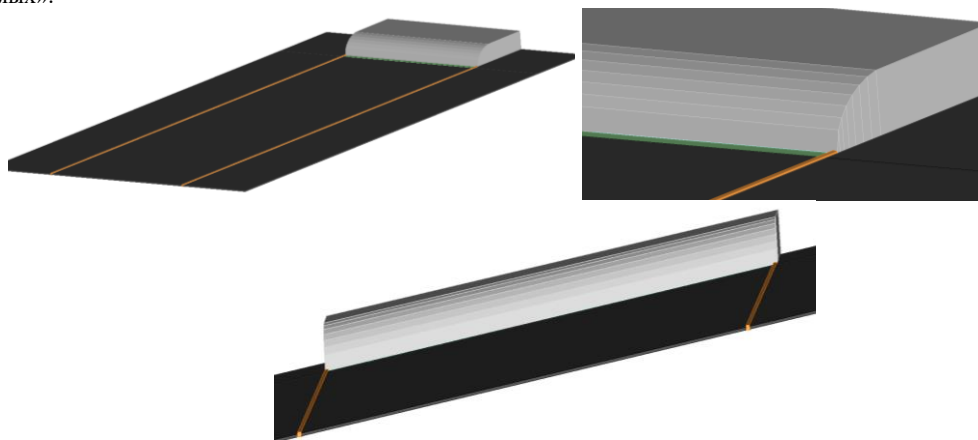


Рис. 1 Столбовая система разработки при пластовой подготовке (угол падения пласта 17°)

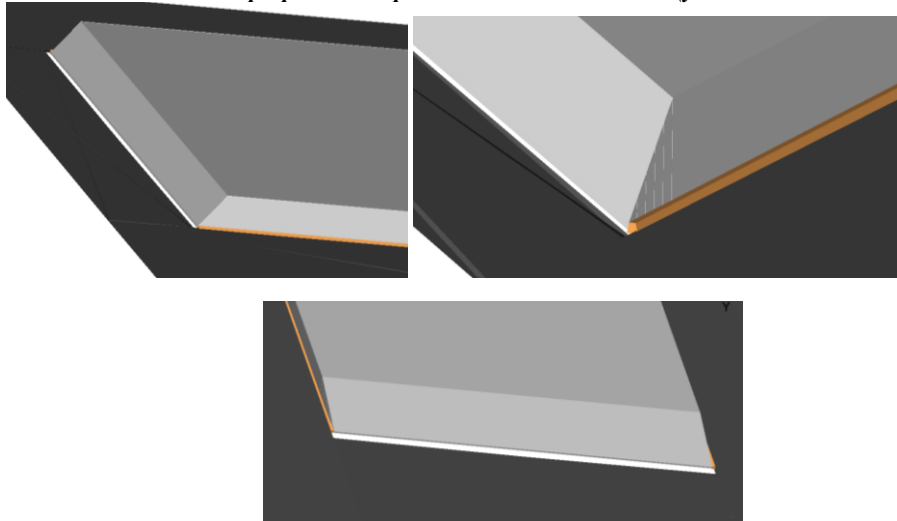


Рис. 2 Сплошная система разработки при пластовой подготовке (угол падения пласта 35°)

Литература

1. Подвишенский С. Н., Чалов В. И., Кравчино О. П. Рациональное использование природных ресурсов в горнопромышленном комплексе // Москва, «Недра». – 1988.
2. Багазеев В.К. Основы подземной геотехнологии. - Е.: Уральский государственный горный университет, 2015.
3. Аман И.П. Системы разработки. – П.: Пермский государственный технический университет, 2008.
4. Горно-геологическая отрасль. Вскрытие и подготовка пластовых месторождений полезных ископаемых [Электронный ресурс] // baumanki.net: информ. -справочный портал. М., URL: <http://baumanki.net/lectures/6-gorno-geologicheskaya-otrasl/201-vskrytie-i-podgotovka-plastovyh-mestorozhdeniy-poleznyh-iskopaemyh/2441-15-sistemy-razrabotki-plastovyh-mestorozhdeniy.html> (дата обращения: 25.02.2018).

**ВЛИЯНИЕ ОТХОДОВ ПРОМЫШЛЕННОСТИ НА РАВНОМЕРНОСТЬ ИЗМЕНЕНИЯ
ОБЪЕМА ЗАКЛАДОЧНЫХ СМЕСЕЙ**

Ш.Т. Рахимов

Научный руководитель – профессор У.А. Газиев

Ташкентский архитектурно-строительный институт, г.Ташкент, Узбекистан

В производственной деятельности Алмалыкского горно-металлургического комбината образуются отходы, которые необходимо утилизировать и создавать специальные отвалы для их складирования. Транспортировка отходов и их хранение существенно сказывается на себестоимости добычи рудных материалов и готовой продукции. При этом немаловажное значение приобретают вопросы защиты окружающей среды и отчуждения десятков гектаров пахотных земель для создания отвалов [1].

Вязущие вещества, в том числе и цементы, при твердении должны характеризоваться равномерностью изменения объема. Цементы с неравномерным изменением объема приводят не только к снижению прочности при их твердении, но даже к их разрушению [2].

Неравномерность изменения объема цементов может быть вызвана: гидратацией свободной окиси кальция при содержании ее в клинкере более 1,5-2%; гидратацией свободной окиси магния, присутствующей в клинкере в виде высокотемпературной медленно гасящийся формы-периклаза; образованием в твердеющем цементе высокосульфатной формы гидросульфатоалюмината кальция при повышенном содержании в клинкере СЗА и при избыточном введении гипса в портландцемент при его помоле. Содержание свободной окиси кальция в цементе стандартом не регламентировано. При избыточном количестве ее отрицательное влияние легко определяется по поведению цементных образцов-лепешек при их нагревании в кипящей воде в течение 4 ч. Испытание проводится через сутки после изготовления образцов.

Для исследований составов закладочных смесей были отобраны следующие виды отходов, образующиеся на самом комбинате: отходы медеплавильного производства; отходы обработки мрамора, образующиеся от деятельности мраморного цеха комбината; зола Новоангреновской ТЭС.

Для проведения испытаний были изготовлены образцы-лепёшки из следующих состав приведенных в таблице 1.

Таблица 1

Составы вязущих

Номера составов	Расход компонентов, г					НГЦ (мм)	В/Ц
	Портланд-цемент	Зола	Отходы обработки мрамора	Медеплавильный Шлак	Вода		
I	400	-	-	-	100	7	0,25
II	320	80	-	-	100	6	0,25
III	320	-	-	80	100	6,5	0,25
IV	320	-	80	-	100	7	0,25

Для испытаний из каждого состава отвесили навески по 75 грамм каждая скатывали из них шарики, поместили на стеклянные пластинки. От легкого постукивания из теста образуется лепешки диаметром 7-8см, высотой средней части 1 см. Приготовленные образцы лепешки хранили в течении 24±2 часа с момента изготовления при комнатной температуре в ванне с гидравлическим затвором. По истечении времени диаметр образцов-лепешек измеряют штангенциркулем. Данные суточного измерения образцов-лепешек всех составов приведены в таблице 2.

Таблица 2

Результаты испытаний образцов-лепёшек

Составы	Номер образцов	Размеры, см	
		Свежеотформованные	Суточные
I	1	7,7×7,7	7,3×7,4
	2	7,1×7,0	7,1×7,0
	3	7,1×7,3	7,2×7,1
	4	7,4×7,6	7,1×7,4
	5	7,4×7,4	7,2×7,3
	6	7,4×7,3	7,4×7,2
II	1	6,9×7,0	6,8×6,9
	2	7,1×7,2	7,1×6,8
	3	7,4×7,6	7,4×7,2
	4	7,0×7,1	7,3×7,1
	5	7,0×7,2	7,0×6,9

	6	7,0×7,1	7,0×7,1
III	1	7,0×7,1	7,2×7,0
	2	7,5×7,6	7,5×7,6
	3	7,5×7,7	7,2×7,4
	4	7,4×7,4	7,2×7,3
	5	6,7×7,1	6,7×7,0
	6	7,4×7,4	7,4×7,2
IV	1	7,7×7,5	7,6×7,6
	2	7,3×7,6	7,0×7,7
	3	7,2×7,5	7,2×7,6
	4	7,7×7,0	7,3×7,0
	5	7,3×7,4	7,2×7,5
	6	7,4×7,4	7,4×7,2

После суточного испытания часть образцов-лепёшек подвергли тепловой обработке в водяной бане в течении 4 часов, часть поместили в ванну с водой гидравлическим затвором на 28 суток. После сроков хранения образцы-лепешки визуальнo осматривают и измеряют. Данные испытаний приведены в таблице 3.

Таблица 3

Результаты испытаний образцов-лепёшек

Составы	Номер образцов	Размеры, см	
		После тепловой обработке	28 сут.
I	1	7,3×7,7	7,0×7,2
	2	7,1×7,1	7,4×7,1
	3	6,9×7,1	7,2×7,1
	4	7,4×7,1	7,4×7,1
	5	6,9×7,2	6,9×7,2
	6	7,4×7,4	7,2×7,3
II	1	6,9×7,0	6,9×6,9
	2	7,1×7,0	7,1×7,0
	3	7,1×7,5	7,4×7,2
	4	7,0×7,1	7,3×7,1
	5	7,0×7,2	7,0×6,9
	6	7,0×7,1	7,0×7,1
III	1	7,0×7,1	7,2×7,4
	2	7,5×7,4	6,5×7,2
	3	7,0×7,5	7,5×7,0
	4	7,4×7,2	7,2×6,9
	5	7,0×7,1	7,0×7,0
	6	7,4×7,1	7,4×7,1
IV	1	7,9×7,6	7,0×7,3
	2	7,8×7,1	7,0×7,7
	3	7,2×7,5	7,2×7,6
	4	7,2×7,0	7,1×7,2
	5	7,4×7,1	7,2×7,3
	6	7,4×7,4	7,3×7,2

Визуальный осмотр образцов показывает, что на лепешках отсутствуют радиальные доходящие до краев трещины, сетки мелких трещин, искривлений и увеличения объема- свидетельство равномерного изменения объема цемента.

Литература

1. Газиев У.А. Закладочные смеси для заполнения выработанного пространства на рудниках с использованием отходов промышленности. Международная научно-практическая конференция «Инновация-2013», 109-111стр. -Ташкент, 2013.
2. Газиев У. А., Акрамов Х. А. Отходы промышленности в производстве строительных материалов и изделий. Учебное пособие // Ташкент. – 2015.

**ВИБРАЦИОННЫЙ СТЕНД И РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ
ВЛИЯНИЯ УПРУГИХ КОЛЕБАНИЙ НА СКОРОСТИ ФИЛЬТРАЦИИ ГАЗА**

Л.А. Рыбалкин, А.Н. Дробчик

Научный руководитель – профессор С.В. Сердюков

*Институт горного дела Сибирского отделения Российской Академии наук,
г. Новосибирск, Россия*

При разработке угольных пластов шахтным способом, одной из важнейших задач экономически выгодной и безопасной работы горного предприятия является своевременное удаление на стадии очистных работ каптированного в угольных пластах газа метана. Однако, в условиях возрастающей нагрузки на очистной забой, низкой проницаемости углепородного массива, слабо развитой системы естественных трещин не удается достичь необходимой степени извлечения газовой смеси. Одним из перспективных методов повышения степени предварительной дегазации является вибрационная обработка пласта [1-6]. Для изучения влияния упругих колебаний на скорости фильтрации газа через проницаемую горную породу авторами разработан стенд и проведены серии испытаний. Исследование проницаемости горных пород позволяет получить эмпирические данные по абсолютной и фазовой проницаемости. Проведение таких исследований позволяет своевременно получить данные скорости фильтрации газа метана в углепородном массиве, скорости оттока пластовых вод, необходимых для проведения гидравлического разрыва пласта [7 – 8], постановки барьерных экранов [9] в горных выработках.

Стенд состоит из нескольких частей: фильтрационная камера, вибростенд, блок регистрации. Камера (рис. 1) сделана из нержавеющей стали и рассчитана на давление до 300 Атм. Она состоит из обоймы и пневмоцилиндра с манжетой 1, шайбы 2, второпластовых прокладок 3, корпуса 4, крышки 5, стопорных колец 6. Для проведения фильтрации газа, создания условий всестороннего сжатия образца и его осевого поджатия к штуцеру камеры, через рукава высокого давления, подключаются баллоны с сжатым газом.



Рис. 1 Общий вид камеры: 1 – обойма и пневмоцилиндр с манжетой; 2 – шайбы; 3 – второпластовые прокладки; 4 – корпус; 5 – крышка; 6 – стопорные кольца

Вибрационное воздействие на образец происходит за счет колебания платформы на которой размещаются камера и геофоны (рис. 2). Выход генератора через нагрузку в 50 Ом связан с входом предусилителя динамика, на котором регулируют амплитуду сигнала. Форма сигнала и частота задаются с помощью генератора сигналов специальной формы.

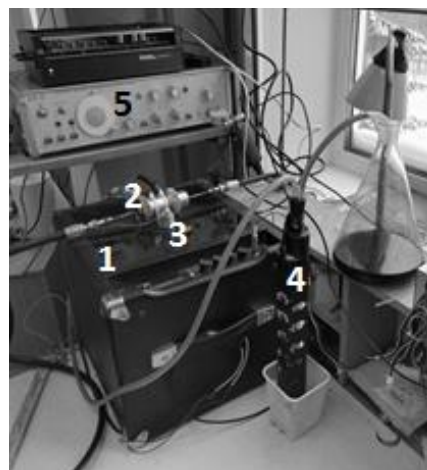


Рис. 2 Экспериментальный стенд: 1 – предусилитель; 2 – фильтрационная камера; 3 – геофон прокладки; 4 – мерный сосуд с оптическими датчиками; 5 – генератор сигналов специальной формы

Регистрация колебаний с геофонов осуществляется с помощью аналого-цифрового преобразователя DAQ PAD 6015 фирмы National Instruments. Через модули сбора данные поступают на АЦП устройства, затем посредством USB передаются на компьютер. В среде Labview написана программа в которой происходит визуализация сигналов, отображается частота, амплитуда и амплитудный спектр сигналов. Данные могут быть экспортированы в Excel для дальнейшей обработки. Программа может быть запущена однократно или несколько раз в течении эксперимента для контроля вибрационного воздействия. Контроль за скоростью фильтрации осуществляется измерением вытесненной газом жидкости. Мерный сосуд предварительно затемняется, на него монтируют гирлянду оптических датчиков и светодиодную ленту. Применение датчиков на платформе ARDUINO позволяет исключить необходимость постоянного контроля за объемами вытесняемой жидкости. Так, по средствам программного обеспечения LabView происходит запись даты и времени начала эксперимента, времени срабатывания каждого датчика, изменении температуры.

В ходе проведения экспериментов менялись следующие параметры: давление фильтрации газа, давление всестороннего и осевого сжатия образца, амплитуда и частота колебаний. Время проведения одной серии испытаний менялось от нескольких часов до нескольких суток, графики сигналов для частот 40, 60 Гц представлены на рис. 3.

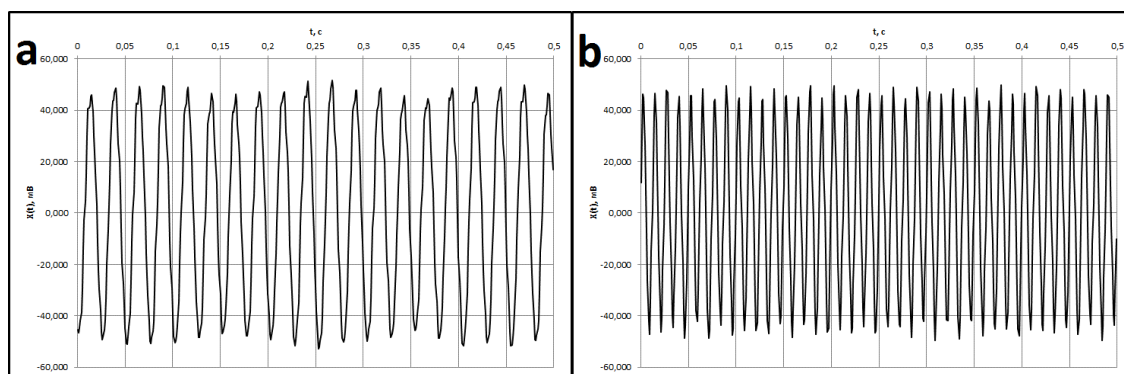


Рис. 3 Графики сигналов вертикального геофона: (а) 40 Гц; (б) 60 Гц

Среднее время фильтрации при амплитуде сигнала вертикального геофона 50 мВ, для одного интервала мерного сосуда, составило 40, 36 и 34 минуты для частот 40 Гц, 60 Гц, 80 Гц соответственно. Разброс значений времени фильтрации между интервалами для указанных частот не превышал 5 минут.

Литература

1. Westermarck R., Brett J. F. Enhanced oil recovery with downhole vibration stimulation in Osage County Oklahoma //DOE Final Report DE-FG26-00BC15191. – 2003.
2. Курленя М. В., Сердюков С. В. Определение области вибросейсмического воздействия на месторождение нефти с дневной поверхности //ФТПРПИ. – 1999. – № 4. – С. 4.
3. Сказка В. В., Сердюков С. В., Курленя М. В. Анализ ближней зоны излучения скважинного дебалансного вибросейсмического источника //ФТПРПИ. – 2014. – №6.–С.33–40.
4. Сказка В. В., Сердюков С. В., Ерохин Г. Н., Сердюков А. С. Анализ ближней зоны излучения сейсмического источника, действующего вдоль оси скважины // ФТПРПИ. — 2013. —№ 3
5. Курленя М.В., Сердюков С.В. Реакция флюидов нефтепродуктивного пласта на вибросейсмическое воздействие малой интенсивности // ФТПРПИ. – 1999. – № 2. – С. 11–17.
6. Сердюков С.В., Рыбалкин Л.А., Азаров А.В., Дергач П.А., Сердюков А.С. Скважинный вибрационный источник для сейсмического воздействия на призабойную зону породного массива // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. - 2016. -№ 5. – С. 186-204.
7. Леконцев Ю.М., Патутин А.В., Сажин П.В., Темиряева О.А. Комбинированное устройство для проведения направленного гидроразрыва // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2016. – № 3. – С. 90–94.
8. Курленя М.В., Патутин А.В., Рыбалкин Л.А., Сердюков С.В., Шилова Т.В. Лабораторные исследования направленного гидроразрыва с касательным нагружением стенок скважины //Фундаментальные и прикладные вопросы горных наук. -2016. -№ 3. – Т 1. –С. 103-107.
9. Курленя М.В., Сердюков С.В., Шилова Т.В., Патутин А.В. Разработка и исследование химических составов для создания противофильтрационных экранов в породном массиве //Фундаментальные и прикладные вопросы горных наук. -2016. -№ 3. – Т 1. –С. 108-113.

КОНТРОЛЬ СОСТОЯНИЯ УГОЛЬНОГО МАССИВА

Ж.О. Турганбаев

Научный руководитель – магистр А.Р. Айтпаева

Карагандинский государственный технический университет, г. Караганда, Казахстан

Существенное повышение эффективности и безопасности разработки выбросоопасных пластов может быть достигнуто путем создания и широкого применения надежных, малотрудоемких и простых по технике исполнения способов борьбы и методов прогноза выбросоопасности в действующих забоях угольных шахт.

Практика ведения очистных работ на выбросоопасных угольных пластах подтверждает определенное снижение вероятности возникновения выбросоопасной ситуации при отработке крутопадающих пластов щитовыми агрегатами, что достигается рядом преимуществ технологического характера данного способа отработки [1]. Однако зарегистрированные газодинамические явления и выявленные зоны высоких концентраций напряжений при щитовой выемке доказывают, что одних технологических преимуществ способа недостаточно для предотвращения выбросов, и изысканию методов и средств локализации опасных участков [2, 3].

Исходя из существующих сегодня представлений о причинах возникновения выбросов при разработке выбросоопасных пластов, должны применяться такие способы управления горным давлением, при которых будут уменьшаться концентрация напряжений и зажатие краевой части пласта, вследствие чего создадутся условия для равномерной дегазации разгрузки к забою [4]. Известно, что дегазация и разгрузка призабойной части угольного пласта происходят и естественным путем при длительном отсутствии производственных процессов. Отсюда и вытекает задача создания такой технологии очистных работ или таких ее параметров, которые способствовали бы ускорению образования зоны естественной разгрузки и тем самым обеспечивали бы безопасные условия труда в пределах этой зоны. Большинство применяемых в настоящее время региональных и локальных способов предотвращения внезапных выбросов угля и газа базируются на необходимости выполнения буровых работ в опасных зонах, что резко снижает их эффективность из-за отсутствия средств направленного бурения глубоких скважин по углю, да и сам процесс выполнения буровых работ не исключает вероятности развязывания выбросов в период бурения [5]. Для щитовой разработки крутых пластов применения таких способов, кроме всего прочего, затруднено спецификой существующей технологии ведения очистных работ. Это в значительной степени объясняет тот факт, что при выемке угля в незащищенной зоне не предусмотрено выполнение способов предупреждения выбросов [6].

В последние годы появился ряд работ, в которых рассматривается выброс как вибрационно-волновой процесс и для возбуждения краевой части пласта предлагается применение вибрационных машин, создающих упругие волны с частотой, задаваемой в широком диапазоне. Исследованиями установлено, что различные виды импульса, его величина и длительность процесса вызывают различный характер проявления горного давления в приконтурной части угольного пласта. Условия контролируемого разрушения при этом характеризуется движением и ростом трещин и эффект выполнения этого условия зависит не только от природных факторов, но и от уровня напряжений длительности их действия. В работе [7] отмечается, что в условиях шахт, опасных по газу и выбросам, наиболее приемлемыми вибраторами являются гидравлические, обеспечивающие нагрузку до $3 \cdot 10^3$ кН в диапазоне частот 0–500 Гц. Однако такие вибраторы не приспособлены для подземных условий. Используя теорию предельных деформаций, авторы указанной работы утверждают, что для разрушения угля в пласте мощностью 1 м поверхностная волна должна иметь амплитуду в пределах $1 \cdot 10^{-3}$ – 1,0 м. Это может быть достигнуто стойками-вибраторами с рабочим сопротивлением 10^3 кН и периодом колебаний до 0,001 с. Основным недостатком вибрационно-импульсных способов воздействия на угольный пласт – их нетехнологичность, т.е. требуется выполнение дополнительных работ, связанных с бурением скважин, установкой вибрационного оборудования и т.д.

При изучении причин и условий возникновения внезапных выбросов угля и газа весьма важно определение состояния массива не только в угольном пласте, но и в призабойной зоне и выработанном пространстве лавы, поскольку процессы, происходящие в зоне опорного давления и выработанном пространстве, оказывают взаимное влияние. Последнее говорит в пользу возможности технологическими параметрами управлять состоянием массива. В этой связи заслуживают внимания способы направленного изменения состояния призабойной части угольного пласта достигается ступенчатым снижением сопротивления механизированной крепи через 0,5 Мпа с выдержкой во времени 10–15 мин до предела, когда сближения вмещающих пород в месте установки механизированной крепи не превысят 3% первоначальной мощности пласта.

Исследованиями ИГТМ АН УССР на выбросоопасных крутых пластах, обрабатываемых щитовым агрегатом, установлено, что разгрузка и распор крепи влияют на изменение состояния призабойной части пласта. Особенно существенный эффект наблюдается в период разгрузки крепи, влияние которого сказывается в глубине до 10–15 м. Установлено, что концентрация напряжений и размеры зоны разгрузки угольного пласта зависят от величины распора крепи и от длительности процесса разгрузка — распор.

В работе [8] показано, что в условиях многократного нагружения изменяются упругопластические свойства материала в зависимости от цикла нагружения. У циклически разупрочняющихся материалов сопротивление упругопластическому деформированию снижается с ростом числа нагружений. На характер процесса циклического деформирования существенное влияние оказывают состояние материала, скорость деформирования, форма цикла изменения напряжений и деформаций при циклическом упругопластическом нагружении необходимо знать зависимость между напряжениями и деформациями, т.е. уравнение состояния материала после каждого цикла нагружения. При многократном нагружении с увеличением числа циклов

изменяются форма и размеры петли гистерезиса. Деформирование после разгрузки в противоположном направлении, как правило, вызывает уменьшение предела пропорциональности, причем чем больше первоначальная деформация при нагружении, тем сильнее уменьшается величина предела пропорциональности.

Таким образом, многократное циклическое нагружение и разгрузка крепи создают благоприятные условия для снижения пролета зависающей породы кровли, что само по себе способствует увеличению разгруженной зоны пласта. Вопрос состоит в выборе рациональной величины нагружения, числа циклов и их длительности для конкретных горногеологических условий разработки, чтобы, с одной стороны, достигнуть желаемого эффекта, а с другой — обеспечить устойчивость кровли в призабойном пространстве лавы. Применение различных способов предотвращения выбросов требует непрерывного контроля степени выбросоопасности и оценки эффективности защитных мероприятий.

В работе [9] авторы утверждают, что общая газоносность — надежный показатель степени выбросоопасности, и предлагают ее определять по эффективной газоносности, равной отношению выделившегося в процессе бурения газа к массе выбуриваемого угля. В процессе отработки пласта его выбросоопасность предлагается оценивать не природными запасами свободного газа, а тем, какая его часть сохраняется в призабойной части. Эффективная газоносность определяется формулой

$$X_3 = [V - (q_1 + q_2)]T_1/2 - q_2T_2/P_{ш},$$

где, V — объем газа, выделившегося при бурении 1 м скважины, m^3 ; q_1 и q_2 — газовыделение перед бурением метрового интервала шпура и после стабилизации газовыделения, $m^3/мин$; T_1 и T_2 — длительность бурения 1 м скважины и время, прошедшее от окончания бурения до стабилизации газовыделения, мин; $P_{ш}$ — масса штыба, т.

Определенный интерес представляет подход к определению критерия выбросоопасности, разработанного для выбросоопасных песчаников, имеющих значительную прочность:

$$S = \frac{\sigma + P_r}{f}$$

где, σ — напряжение в массиве, Па; P_r — давление газа метана, Па; f — коэффициент крепости угля по шкале Протоdjьяконова.

Показатель напряженного состояния определяют методом ограниченного гидроразрыва. В качестве комплексного параметра, как установлено в ИГД им. А. А. Сочинского, могут служить величины максимального газовыделения и протяженности зоны предельно напряженного состояния призабойной части выбросоопасного пласта.

Интересный подход для выбора критериев выбросоопасности предложен в работе [10]. Здесь выделены три основных условия возникновения выбросов: достаточно высокий уровень энергии горных пород и газа, накопленный угольным пластом; достаточно высокая в некоторый момент времени скорость процессов деформаций и разрушения в призабойной области угольного пласта. Методы определения выбросоопасности могут быть разделены на две группы: первая — оценивает выбросоопасность по фактору горного давления и физико-механическим свойствам и основывается на шпуровых методах опробывания массива, датчиках для измерения напряжений в пласте, геофизических способах; вторая — оценивает выбросоопасность по количеству газа в угле, метаноёмкости и сорбционной способности угля, по скорости газовыделения из шпуров.

Сейсмоакустический прогноз выбросоопасности осуществляют службой сейсмопрогноза шахты по известной методике. Наличие опасной зоны определяют, когда средняя шумность пласта два раза подряд повышается не менее чем на 5% в каждом случае. При значении средней шумности менее $2,8 \cdot 10^{-3} \text{ c}^{-1}$ это повышение принимается равным 10%. Критерий двух точек применяют при средней шумности более $5,5 \cdot 10^{-4} \text{ c}^{-1}$.

Литература

1. Потураев В.Н. и др. Способ предупреждения внезапных выбросов угля и газа в очистных и подготовительных выработках / — Оpubл. 1982, Бюл. № 19.
2. Глушко В. Т., Курносов А. Т., Яланский А. А. Особенности отработки крутых пластов Центрального района Донбасса шитовыми агрегатами // Технология добычи угля подзем. способом.—1976.—№ 8.—С. 23—25.
3. Инструкция по безопасному ведению горных работ га пластах, склонных к внезапным выбросом угля, породы и газа. М : Недра, 1979.— 159 с.
4. Николин В. И., Балинченко И. И., Симонов А. А. Борьба с выбросами угля и газа в шахтах.—М : Недра, 1981. — 300 с.
5. Николин В. И., Хакимов Х. З., Балинченко И. И. Опыт отработки пологих выбросоопасных пластов Донбасса.— М : ЦНИИЭИуголь, 1979.— 25с.
6. Ольховиченко А. Е. Моложан А. И., Лапатухин В. М. Об оценке выбросоопасности пластов по газовому фактору // Уголь Украины.— 1983.— №11.— С. 34—36.
7. Писаренко Г. С. Можаровский Н. С. Уравнения и краевые задачи теории пластичности т ползучести.— Киев : Наук. думка, 1981 — 493 с.
8. Софийский К. К., Папырин А.Ф. Управление состоянием горного массива // Уголь Украины.— 1982.— № 11.— С. 16—17.
9. Фейт Г. Н. Выбор критериев для оценки выбросоопасности угольных пластов и безопасность горн. работ.— 1974.— Вып. 127.— С. 19—26.
10. Ходот В. В., Куликов А. П. Оценка состояния работ по борьбе с внезапными выбросами угля и газа в угольных шахтах СССР.— М:ИГД им А. А. Сочинского, 1970 — 24 с.

РАЗВИТИЕ ГОРНОДОБЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ПРИМОРСКОГО КРАЯ

Р.С. Федюк, А.К. Смоляков, В.О. Батаршин

Научный руководитель – профессор Лесовик В.С.

Дальневосточный федеральный университет, г. Владивосток, Россия

*Белгородский государственный технологический университет им. В. Г. Шухова,
г. Белгород, Россия*

Приморский край (ПК) расположен на юге Дальнего Востока и занимает юго-восточную окраину России. Он располагается на берегу Японского моря, его площадь составляет всего около 1% площади Российской Федерации, однако, несмотря на это край является одним из важных регионов РФ: Приморский край граничит с КНР по сухопутным границам более чем на 1000 км и с КНДР почти на 30 км, также ценность Приморского края обуславливается и теми фактами, что на территории края находится как колоссальное количество потенциальных ресурсов, так и огромное число известных месторождений минерального сырья, строительного сырья, а также углей и других полезных ископаемых. Это изобилие и подтолкнуло к развитию горнодобывающей промышленности [1-3].

В настоящее время на территории Приморского края действуют такие горнодобывающие компании как «Кинросс Дальний Восток», «Алроса», Покровский рудник, ГМК «Дальполиметалл», Разрез «Пореченский», «Ариком» и многие другие [4-6].

«Кинросс Дальний Восток» - это дочерняя компания канадской компании «Кинросс Голд», которая находится на российском рынке с 1995 года, также она является одной из крупнейших компаний иностранных инвесторов в золотодобывающую отрасль России. «Кинросс Дальний Восток» оказывает услуги управления для двух закрытых горных выработок, которые осуществляют добычу драгоценных металлов (золота и серебра). В настоящее время данные рудники располагаются на территории Чаунского района Чукотского автономного округа. Это рудник «Купол», начавший работу в 2008 году, однако само месторождение было открыто еще в 1996 году. Производственная мощность рудника составляет 4400-4600 тонн в сутки. Это месторождение является представителем близкоповерхностных золото-серебряных месторождений. Второй рудник "Двойной" располагается в 100 километрах от проекта «Купол». Он был открыт в 1986, однако к эксплуатационным работам приступили спустя 10 лет, однако только в августе 2010г было получено предварительное одобрение Правительственной комиссии по контролю за осуществлением иностранных инвестиций. И лишь в 2013 г. он был запущен в эксплуатацию. В настоящее время вышеуказанная компания рассматривает вопрос о разработке золотосодержащих рудников на территории Приморского края [7-10].

Следующей по списку идет компания «Алроса», чей филиал также находится в Приморском крае. Это алмазодобывающая компания была образована в 1992 году на базе предприятий «Якуталмаза». На сегодняшний день данная компания имеет около 27 месторождений, в которые входят 11 коренных и 16 рассыпных месторождений. В основном данные месторождения сосредоточены в Якутии и Архангельской области, однако ведутся разведки в Приморском крае и Африке. В основном «Алроса» продает алмазное сырье основным мировым алмазным центрам, таким как Израиль, Бельгия, ОАЭ, Китай и Великобритания. На 2015 год алмазодобыча компании составила 38 млн. карат, а продажа составила около 40 млн. карат, 2 млн. карат было взято из запасов. Отсюда следует, что алмазы на данном моменте развития науки и технологий являются рентабельными и нахождение такой крупной компании как «Алроса» на края территории Приморского края является выгодным. Известно, что часть территории ПК была образована в результате вулканических излияний. Также необходимо помнить тот факт, что алмаз - это метаморфическая горная порода, образованная в результате перекристаллизации магматической, интрузивной горной породы графита, который сформировался в результате застывания магмы в недрах земли. Соответственно, данная перекристаллизация (превращение графита в алмаз) была возможна только под воздействием сильной температуры и давления. Что позволяет сделать вывод, что при тщательной геологической разведке на территории Приморского края можно найти месторождения алмазов.

Далее по списку идет российская горнодобывающая компания «Покровский рудник» - это первое в постсоветской России предприятие, чей цикл был запущен с нуля. На данный момент это самое крупное золотодобывающее предприятие на Дальнем Востоке. Если сравнить показатель себестоимости произведенного на покровском горно-металлургическом комбинате золота, он окажется одним из самых низких в мире. Это обусловлено близостью к развитой, современной инфраструктуре, а также доступностью дешевой энергии, вырабатываемой на гидроэлектростанции в Зее. Данное месторождение можно отнести к коренным месторождениям золота, которые образовались в результате циркуляции в земной коре горячих жидких водных растворов, участвующих в процессах переноса и осаждения минеральных веществ [11-13].

ГМК «Дальполиметалл» - это отечественная горнодобывающая компания, добывающая свинец и цинк, а также являющаяся единственным производителем цинкового и свинцового концентрата. В настоящее время «Дальполиметалл» представляет собой совокупность самостоятельных подразделений, цехов и служб, составляющих один горно-обогатительный комплекс. Обогащение полиметаллических руд на данном ГОКе происходит методом флотации, при котором происходит раздел мелких твердых частиц в водном растворе

Разрез «Пореченский» был сформирован в поселке Липовцы, после закрытия Липовецкого месторождения, данный разрез занимается добычей каменного угля открытым способом [14-16]. Во времена палеозоя территория современных Липовцев отличалась повышенной влажностью и заболоченностью, что привело к образованию огромного количества болот, в которых накапливалась растительная и животная масса, которая не успевала сгнить. Она спрессовывалась последующими отложениями почвы, в результате чего

образовывался торф. Торф - это первичный материал, из которого образуется уголь. Однако для образования угля необходимо торф полностью лишить кислорода, что и происходило в результате запечатывания торфа в следующие пласты почвы. Так и образовалось Липовецкое месторождение. Однако уголь данного месторождения был уникален тем, что из него можно было преобразовать жидкое топливо, термическую сажу, смолу и полукокс [17-18].

Подводя итог всему вышесказанному, хочется отметить, что Дальний Восток - это одно из самых прекрасных мест не только благодаря жаркому лету или снежной зиме, не только благодаря близости к таким странам как Китай, Япония и Корея, её истинное богатство скрыто глубоко под землей, в недрах, оно заключается в огромных запасах и большой разнообразности полезных ископаемых, которые можно обнаружить при тщательной разведке.

Литература

1. Лесовик В. С., Федюк Р. С. Бетоны с пониженной проницаемостью на сырьевых ресурсах Дальнего Востока //Современные строительные материалы, технологии и конструкции. – 2015. – С. 440-448.
2. Батаршин В. О., Федюк Р. С., Козлов П. Г. Комплексная оценка охраны воздушной среды в горном деле //Строительство-2016. – 2016. – С. 11-15.
3. Федюк Р.С. Применение сырьевых ресурсов Приморского края для повышения эффективности композиционного вяжущего // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Инженерные исследования. 2016. № 1. С. 28-35.
4. Федюк Р.С. Свойства композиционных вяжущих на основе техногенных отходов Дальнего Востока // Вестник гражданских инженеров. 2016. № 2 (55). С. 132-136.
5. Мочалов А.В., Тимохин А.М., Муталибов З.А., Федюк Р.С. Экономические и военно-политические вопросы пересечения интересов России и Китая в азиатско-тихоокеанском регионе // Россия и Китай: проблемы стратегического взаимодействия: сборник Восточного центра. 2016. № 18. С. 91-96.
6. Бояров М.А., Федюк Р.С. Природное сырье Приморского края для производства бетона // В книге: Современные технологии и развитие политехнического образования Электронный ресурс. 2015. С. 157-161.
7. Федюк Р. С., Мочалов А. В., Ильинский Ю. Ю. Привлечение прямых инвестиций в Приморский край //Актуальные вопросы экономического развития регионов. – 2013. – С. 178-183.
8. Федюк Р.С., Мочалов А.В., Ильинский Ю.Ю., Баранов В.А. Экологические факторы жилища // Горные науки и технологии. 2013. № 8. С. 116-117.
9. Агеева М. С. и др. Влияние времени помола на свойства композиционного вяжущего //Вестник Белгородского государственного технологического университета им. В.Г. Шухова. – 2015. – №. 4. – С. 28-32.
10. Фаизов Р.А. и др. Аprobация и внедрение фибробетона на композиционном вяжущем // В сборнике: Интеллектуальные строительные композиты для зеленого строительства Сборник докладов международной научно-практической конференции, посвященной 70-летию заслуженного деятеля науки РФ, члена-корреспондента РААСН, доктора технических наук, профессора Валерия Станиславовича Лесовика : В 3 частях. БГТУ им. В.Г. Шухова. 2016. С. 192-195.
11. Федюк Р.С. Применение сырьевых ресурсов Приморского края для повышения эффективности композиционного вяжущего // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Инженерные исследования. 2016. № 1. С. 28-35.
12. Федюк Р.С., Храмов Д.А., Чернеев А.М. Строительно-материаловедческая оценка геологического строения территории Дагестана // Труды Института геологии Дагестанского научного центра РАН. 2016. № 66. С. 112-114.
13. Федюк Р.С., Мочалов А.В., Тимохин А.М., Муталибов З.А. Разработка композиционного вяжущего // В книге: Строительство и архитектура – 2015: материалы международной научно-практической конференции. ФГБОУ ВПО "Ростовский государственный строительный университет", Союз строителей южного федерального округа, Ассоциация строителей Дона. 2015. С. 478-480.
14. Fedyuk R. S. Mechanical activation of construction binder materials by various mills //IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – IOP Publishing, 2016. – Т. 125. – №. 1. – С. 012019.
15. Федюк Р. С., Смоляков А. К., Тимохин Р. А. Природные ресурсы и климатические условия Приморского края с точки зрения строительного производства //ББК 20.1 П77. – С. 125.
16. Федюк Р.С., Смоляков А.К., Тимохин Р.А. Оптимизация состава геополлимерного бетона // Сборник: Наука и инновации в строительстве (к 45-летию кафедры строительства и городского хозяйства): сборник докладов Международной научно-практической конференции. Белгородский государственный технологический университет им. В.Г. Шухова. 2017. С. 199-203.
17. Федюк Р.С., Евдокимова Ю.Г., Смоляков А.К., Тимохин Р.А., Батаршин В.О. Природно-геологические условия Приморского края с точки зрения строительного материаловедения // В сборнике: Геодинамика, вещество, рудогенез Восточно-Европейской платформы и ее складчатого обрамления Материалы Всероссийской научной конференции с международным участием. Институт геологии Коми НЦ УрО РАН. Сыктывкар, 2017. С. 227-229.
18. Fedyuk R.S., Smolyakov A.K., Timokhin R.A. Development of composite binder for hydraulic structures, operating in Arctic conditions // В сборнике: Папанинские чтения Статьи участников международной молодежной научной конференции. 2017. С. 284-293.

УСТАНОВКА МОРСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ

Р.Р. Хайруллин

Научный руководитель – профессор А.К. Томилин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Природный газ – смесь метана, бутана, пропана и многих других газов, образовавшихся в недрах земли при разложении органических веществ. Является полезным ископаем. Добывается не только на газоконденсатных месторождениях, но и на нефтяных [1].

Для использования газа в прямом назначении, т.е. горении, он проходит множество производственных объектов. А если требуется из газа сделать полиэтилен и прочие вещи, которыми мы так привыкли пользоваться, то газ проходит еще несколько серьезных установок и только потом превращается в пластиковый пакетик. В настоящее время основным видом транспортировки природного газа является трубопроводный, который можно применять не только на суше, но и на воде. Несмотря на особенности прокладки труб на земле и под ней, укладка труб на морском дне представляет собой ряд проблем, особенно на большой глубине.

Плавуемость влияет на процесс трубопровода, как положительным, так и отрицательным образом: в воде труба весит меньше, если она заполнена газом\воздухом что снижает нагрузку на трубоукладочное судно. Если газ в трубопроводе находится под давлением, то его подъемная сила много больше, чем просто газа без давления. Но находясь на морском дне, труба должна быть устойчивой и находиться на одном месте. Это может быть обеспечено весом жидкости, проходящего через трубопровод, но газ не дает такого эффекта, чтобы труба оставалась не плавучей, в фиксированном положении на дне. В случае небольших глубин трубы бетонируют, для поддержания статичности, когда трубопровод располагается на большой глубине, количество изоляции и толщины труб обычно достаточно, чтобы обеспечить статичность [2,4].

Существует три основных способа укладки труб на морском дне: S-lay, J-lay и tow-in.

Tow-in – буксировки плетей. Здесь труба подвешена в воде с помощью модулей плавучести, а одно или два буксировочные судна доставляют трубы до пункта назначения. По достижению указанного места, модули плавучести удаляются или заливаются водой, и трубы опускаются к морскому дну [3].

Существует четыре основных видов буксировки трубопровода.

Поверхностная буксировка представляет собой буксировку трубопровода по поверхности воды. В этом методе судно тянет трубы по поверхности воды, а модули плавучести помогают удерживать ее на поверхности воды.

Применение меньших модулей плавучести, чем буксировке по поверхности, реализовано в Приповерхностной буксировке. Плети труб подвешены на цепях между двумя буксирами, один из которых тянет плеть, второй создает натяжение. Величина провисания ограничена глубиной воды.

Придонная буксировка использует дополнительные утяжелители в виде цепей. Когда последние касаются поверхности дна, их вес уменьшается, и погружение плети прекращается.

И последний способ – донная буксировка. Данный способ применим только для мелководья с мягким и ровным дном. Реализуется путем затапливания труб, после чего волоком по дну.

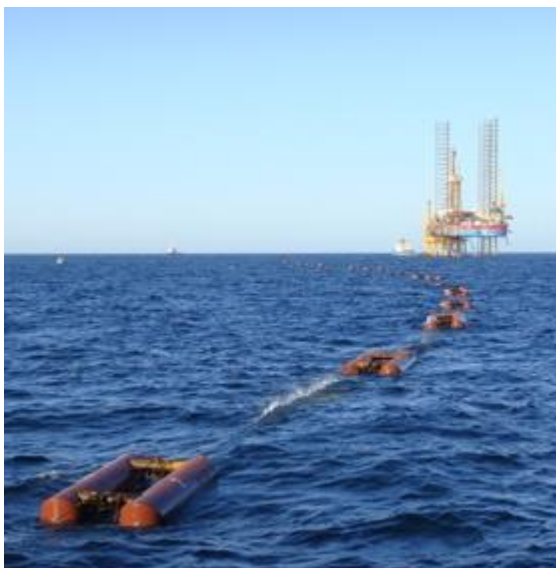


Рис. 1 Tow-in перемещают по дну

S-Lay – укладка по S-образной кривой. При выполнении установки трубопровода монтаж труб производится на месте укладки, на борту судна-трубоукладчика, где находится все необходимое оборудование для сварки, модули дефектоскопии, оборудование для нанесения покрытий в местах стыков труб и тому подобное. Трубы на судне, находящиеся в горизонтальном положении, после наращивания, опускаются на дно при помощи специальной направляющей конструкции – стингера, образует кривую, по форме напоминающую

букву «S». Правильное натяжение является неотъемлемой частью процесса установки труб, которое достигается при помощи натяжных роликов и управляемой тяги. Укладка по S-образной кривой производится на глубинах до двух километров (6500 футов) и до шести километров (4 мили) протяженностью в день. В случае, когда необходимо остановить укладку трубопровода, к уже готовой к спуску плети приваривают заглушку, добиваясь герметичности, со специальными захватами, и опускают на дно. При возобновлении работ трубоукладчик цепляет заглушки и вытягивает плеть наверх [6].

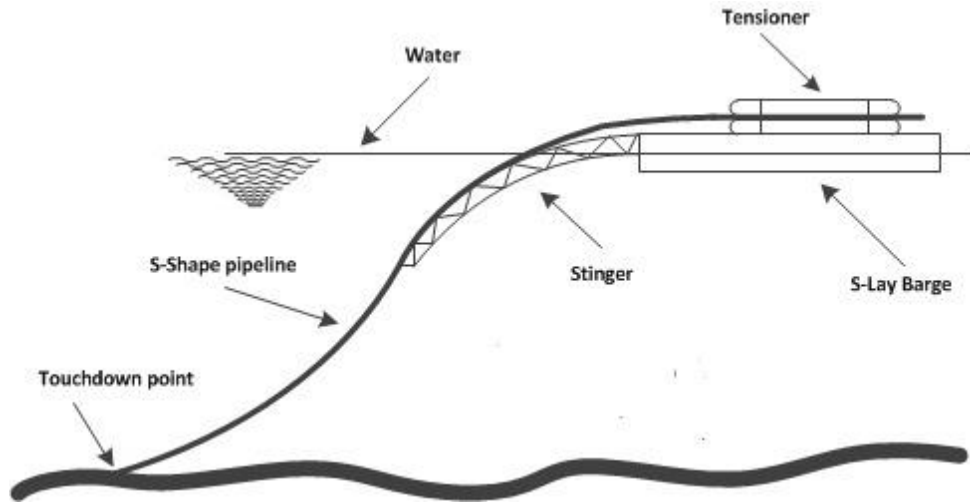


Рис. 2 S-lay

J-lay – укладка по J-образной кривой. Данный метод опускания труб снижает сосредоточенные нагрузки и сильного натяжения плеть, путем постановки трубопровода почти в вертикальное положение. Снижение напряжения на трубах, позволяет укладывать трубопровод на больших глубинах, в сравнении с S-образным способом. К тому же в ходе прокладки трубопровод может выдержать сильные течения вод и значительные колебания трубоукладчика. Однако, в отличие от системы S-lay, где сварка труб может осуществляться одновременно в нескольких местах вдоль палубы судна, в данном случае можно установить только один сварочный пост, что замедляет работу.

Каждому методу укладки трубопровода требуется необходимы специальные суда, отвечающие всем требованиям той или иной системе укладки. Существует три основных типа трубоукладочных судов.

Для систем J-lay и S-lay применяют суда, которые включают в себя сварочную станцию и подъемный кран на борту корабля.

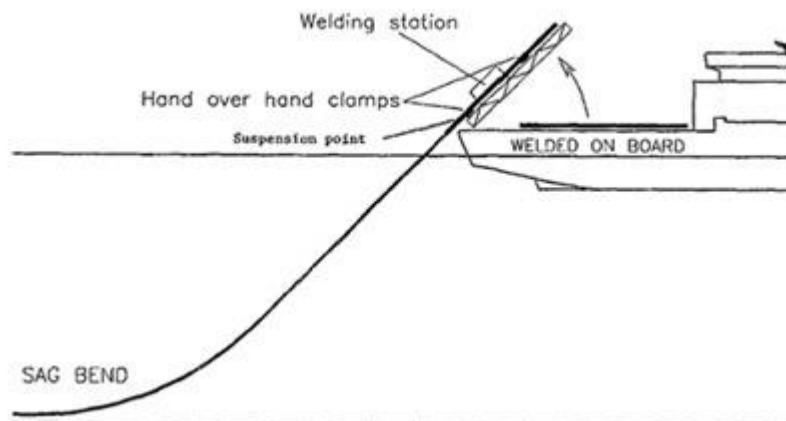


Рис. 3 J-lay

На таких типах судов плеть укладывается по одной секции за раз.

Также есть альтернатива судам с однозаходной укладкой труб – Reel barge - корабли, оснащенные вертикальным или горизонтальным барабаном, около 20 метров в диаметре и 6 метров, вокруг которого намотана плеть трубопровода. Горизонтальные барабаны применимы только для S-образной укладки труб, когда

вертикальный барабан позволяет выполнять установку для систем обеих систем. При использовании барабанных судов сварочные работы происходят на суше, что снижает затраты на установку.

Катушечная труба поднимается с погрузочной станции на судно, и труба выкатывается при движении судна. Как только вся труба на барабане уложена, корабль либо возвращается на берег для погрузки другой катушки, либо судно оснащено кранами, способными устанавливать новые катушки из труб с транспортного судна. [5].



Рис. 4 Судно с системой Reel-lay

На данный момент существует три способа укладки труб: S-lay, J-lay и Tow-in. Выбор системы укладки зависит от природных и экологических условий, наличия оборудования и финансов, глубины в месте укладки, длины и диаметра трубопровода. Самым свежим примером сооружения подводного трубопровода стал знаменитый проект «Северный поток», пролежавший по балтийскому дну и соединивший российскую и немецкую газотранспортные системы.

Литература

1. Бородавкин П. П., Березин В. Л. Сооружение магистральных трубопроводов. – Недра, 1977.
2. Бородавкин П. П., Подводные трубопроводы. – Москва: Недра, 1979.
3. Капустин К. Я., Камышев М. А. Строительство морских трубопроводов //М.: Недра. – 1982.
4. Светлицкий В. А. Механика гибких стержней и нитей //М.: Машиностроение. – 1978. – Т. 2.
5. Грудницкий Г.В., Шадрин О.Б. Сезин А.И. Опыт и проблемы строительства морских трубопроводов. Строительство трубопроводов", - 1988, No 7.
6. Патент РФ №2229053, 20.05.2004 Судно-трубоукладчик и способ прокладки трубопроводов. 1999.07.21. Бьянки С., Синьяролди Т.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГАЗОНОСТНОСТИ ПОРОД ПО СВОБОДНЫМ И СВЯЗАННЫМ ГАЗАМ НА РУДНИКЕ ООО «ЕВРОХИМ-ВОЛГАКАЛИЙ»

Р.Р. Шарафутдинов

Научный руководитель – доцент О.В. Иванов

**Пермский национальный исследовательский политехнический университет,
г. Пермь, Россия**

Известно, что при проходке подготовительных выработок и ведении очистных горных работ происходят газовыделения и газодинамические явления из разрабатываемых пластов и вмещающих пород, которые существенно снижают безопасность ведения горных работ и представляют серьезную угрозу жизни шахтеров. Разрабатываемые пласты и вмещающие породы Гремячинского месторождения содержат в микровключенном и свободном виде природные газы, в состав которых входят метан CH_4 , тяжелые углеводороды, сероводород H_2S , азота N_2 , углекислый газ CO_2 и др. В связи с этим для обеспечения безопасности ведения горных работ в условиях Гремячинского месторождения калийных солей проводились экспериментальные исследования газоносности связанных газов в доломитных, ангидритных, ангидрит-галитных и агидрит-доломитных породах. Были проведены исследования и взяты отборы породы в забоях следующих выработок: обходная выработка №1, северный вентиляционный уклон, вспомогательная транспортная выработка и северный транспортный уклон №1[2].

Методика исследований.

Методика исследований реализовывалась путем шахтных инструментальных наблюдений за газовыделениями из шпуров диаметром 42 мм, пробуренных в горных выработках с одновременным отбором проб свободного газа. В соответствии с методикой проведения экспериментальных исследований шпуров бурятся поинтервально и сразу герметизируются на расстоянии 0,5 м от забоя скважины с помощью герметизатора. При изучении газоносности пород для определения компонентного состава выделившихся газов применен следующий способ отбора проб: пластиковый шприц (150 мл) с резиновой трубкой наполняется необходимым объемом газа, резиновая трубка пережимается зажимом. Газ, выделяющийся со стенок и забоя загерметизированной части шпура поступает в газоотводящий штуцер, к которому подключается прецизионный портативный цифровой манометр DPI-740, предназначенный для работы в лабораторных и «полевых» условиях.

Методика определения газоносности пород по связанным газам заключается в замере объема выделившихся газов при сухой механической дезинтеграции образцов пород с постоянным контролем давления и температуры в изолированном от атмосферы сосуде, а также в отборе и хроматографическом анализе компонентного состава газов.

После измельчения породы через клапан отбирается проба выделившихся газов и проводится хроматографический анализ компонентного состава. Анализ компонентного состава свободных и связанных газов, отобранных из соляных пород, проводится в соответствии с ГОСТ 23781-87 «Газы горючие природные. Хроматографический метод определения компонентного состава». Для проведения анализа компонентного состава газов используются современные газовые хроматографы 450-GC компании «Varian, Inc». Комплекс оборудования, используемый для определения объема связанных газов, выделившихся при сухом измельчении пород:

- щековая дробилка BB 51 «Retsch»;
- планетарная шаровая мельница PM 100 «Retsch» с размольным стаканом емкостью 500 мл;
- система измерения давления и температуры PM GrindControl «Retsch»;
- весы электронные настольные МК-15.2-A22;
- настольный компьютер;
- программное обеспечение PM GrindControl[1];

Результаты исследований

В результате замеров начальной скорости газовой выделении прибором DPI-740 в забоях обходной выработки №1, северного вентиляционного уклона, вспомогательной транспортной выработки и северного транспортного уклона №1, были получены отрицательные результаты. Выделения газа из пород не наблюдалось. Из всех забоев был отобран керн ангидрита, доломита, ангидрит-галита и ангидрит-доломита. В лабораторных условиях, на оборудовании, которое описывается в данной статье были проведены исследования на связанные газы и компонентный состав. Результаты исследования представлены в таблице 1.

Таблица 1

Результаты исследований компонентного состава связанных газов

№	Об.вес	q	CH ₄	C ₂ H ₆	N ₂	CO ₂
Доломит	2,4	0,032	5,37	1,429	88,36	0,54
Доломит	2,4	0,039	7,60	2,168	83,454	0,59
Доломит	2,4	0,054	6,27	1,981	85,065	0,58
Ангидрит	3	0,006	8,01	1,440	85,03	0,05
Ангидрит	3	0,015	2,89	0,582	93,83	0,10
Ангидрит-галит	2,4	0,024	0,45	0,084	97,84	0,06
Ангидрит-галит	2,4	0,017	0,38	0,077	98,27	0,06
Ангидрит-галит	2,4	0,011	0,06	0,039	99,62	0,07
Ангидрит-галит	3	0,021	0,24	0,048	99,37	0,04
Ангидрит-галит	3	0,016	1,05	0,369	96,82	0,03
Ангидрит-галит	3	0,016	0,36	0,112	98,99	0,06
Ангидрит-доломит	3	0,010	0,43	0,152	98,41	0,05
Ангидрит-доломит	3	0,013	0,27	0,101	98,91	0,05
Ангидрит-доломит	3	0,021	0,45	0,226	98,31	0,06

В результате исследований мы получили наглядную картину по газам в данных забоях. На основании этих исследований могут быть вынесены спец. Мероприятия по работе в данных условиях.

Литература

1. Методика определения газоносности и газодинамических характеристик соляных пород по свободным газам/ ГИ УрО РАН / Пермь.
2. Специальные мероприятия по безопасному ведению горных работ в условиях газового режима на Гремячинском месторождении калийных солей/ ГИ УрО РАН / Пермь 2011 г.

ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАВИСИМОСТИ ПРОНИЦАЕМОСТИ УГЛЯ ОТ СЖИМАЮЩИХ НАПРЯЖЕНИЙ

Т.В. Шилова

Институт горного дела СО РАН, г. Новосибирск, Россия

Разработка газоносных угольных пластов требует детального исследования фильтрационно-емкостных свойств угля и вмещающих пород, среди которых проницаемость является ключевым параметром при проектировании и проведении мероприятий по дегазации угольных шахт, добыче метана угольных пластов. Лабораторные исследования позволяют четко определять и контролировать условия эксперимента, и, таким образом, являются полезным «инструментом» для оценки влияния давления, эффективного напряжения, температуры на проницаемость горных пород. Стандартным методом определения проницаемости горных пород является метод стационарного состояния, использование которого при подготовке эксперимента надлежащим образом позволяет определять величину проницаемости вплоть до значений 10^{-9} - 10^{-6} мкм² [1, 4].

В настоящей работе приведены результаты исследования зависимости газопроницаемости каменного угля от сжимающих напряжений. Лабораторный стенд и методика проведения экспериментов описаны в работе [2]. Для экспериментов из угля марки Ж был изготовлен цилиндрический образец высотой 60 мм, диаметром 30 мм. Исследование проницаемости проводилось при последовательном увеличении сжимающего напряжения (P) от 1 до 5 МПа с шагом 1 МПа. Эксперименты были выполнены с использованием азота, фильтрующегося в осевом направлении при постоянных перепадах давления. Для каждого значения P выполнялась серия экспериментов при разных перепадах давления азота между входом и выходом образца (ΔP) в диапазоне от 0,05 до 0,3 МПа. В интервале ΔP от 0,05 до 0,2 МПа эксперименты проводились с шагом 0,05 МПа, а в интервале от 0,2 до 0,3 МПа с шагом 0,1 МПа. Значение коэффициента газопроницаемости образца рассчитывали по формуле для линейного потока газа и стационарного характера фильтрации [1]:

$$K_g = \frac{2 \cdot 10^4 V \mu_a P_3}{t S} L \frac{1}{P_1^2 - P_3^2},$$

где, K_g — коэффициент газопроницаемости, 10^{-3} мкм² (мД); $P_1 = P_3 + \Delta P$ — давление на входе 1 испытательной камеры (рис. 3), 10^{-1} МПа (бар); P_3 — давление на выходе 3 испытательной камеры (атмосферное), 10^{-1} МПа (бар); V — объем газа при давлении P_3 , прошедший через модель, см³; μ_a — вязкость азота, мПа·с (сП); S — площадь сечения образцов, см²; L — длина модели, см; t — время фильтрации газа через образец, с [1]. Для каждой серии экспериментов и определенного значением ΔP вычислялся средний коэффициент газопроницаемости образца (K_{gcp}).

Результаты экспериментов приведены на рисунках 1 и 2. На рис. 1 показана полученная зависимость среднего коэффициента газопроницаемости (K_g) от перепада давления азота (ΔP) при значениях сжатия P=1, 3, 4, 5 МПа. Построены тренды линейной аппроксимации экспериментальных данных, которые демонстрируют основные закономерности изменения проницаемости. Экспериментально установлено, что проницаемость угля изменяется в пределах $0,51 - 0,62 \cdot 10^{-3}$ мкм² при P=1 МПа и в пределах $0,19 - 0,26 \cdot 10^{-3}$ мкм² при максимальном сжатии образца P=5 МПа. Для P=1, 3, 4 МПа выявлено незначительное снижение проницаемости при повышении перепада давления и увеличении порового давления газа в образце. Такое снижение проницаемости частично может быть объяснено эффектом Клинкенберга [5, 6]. В случае P=5 МПа тенденции проницаемости к снижению не выявлено.

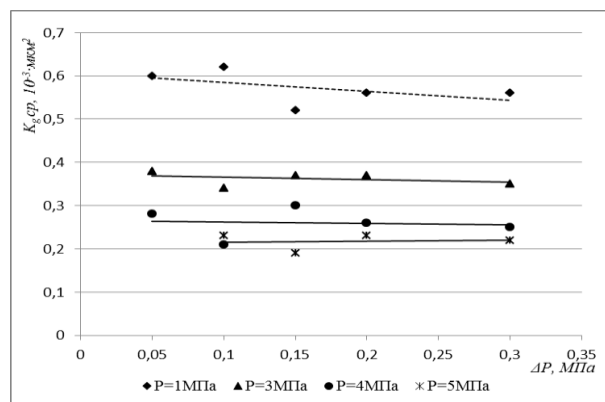


Рис. 1 Зависимость среднего коэффициента газопроницаемости угля (K_{gcp}) от перепада давления азота (ΔP) между входом и выходом образца при давлениях всестороннего сжатия P=1, 3, 4, 5 МПа. Сплошные линии – линейная аппроксимация экспериментальных данных, полученных для P=3-5 МПа, прерывистая линия – линейная аппроксимация результатов, полученных для P=1 МПа

На рис. 2 показаны зависимости коэффициента проницаемости (K_g) от сжимающего напряжения (P) при постоянных перепадах давления (ΔP). Выявлено общее снижение проницаемости по мере увеличения уровня напряжения. Это совпадает с известными результатами аналогичных исследований [3, 7]. При увеличении P от 1 до 4 МПа проницаемость угля при $\Delta P = 0,05$ МПа снижается примерно в 2,1 раза, а при $\Delta P=0,1$ МПа - в 3 раза. При увеличении P от 1 до 5 МПа проницаемость угля при $\Delta P = 0,15, 0,2, 0,3$ МПа снижается в 2,4-2,6 раза. Изменение проницаемости угля при повышении величины сжимающего напряжения хорошо описывается следующими экспоненциальными зависимостями:

перепад $\Delta P=0,05$ МПа: $K_g=0,7606e^{-0,246P}$, $R^2=0,9891$;
 перепад $\Delta P=0,1$ МПа: $K_g=0,7586e^{-0,27P}$, $R^2=0,9104$;
 перепад $\Delta P=0,15$ МПа: $K_g=0,6734e^{-0,23P}$, $R^2=0,9322$;
 перепад $\Delta P=0,2$ МПа: $K_g=0,6881e^{-0,226P}$, $R^2=0,9781$;
 перепад $\Delta P=0,3$ МПа: $K_g=0,7133e^{-0,242P}$, $R^2=0,9641$, где R^2 – это коэффициент детерминации.

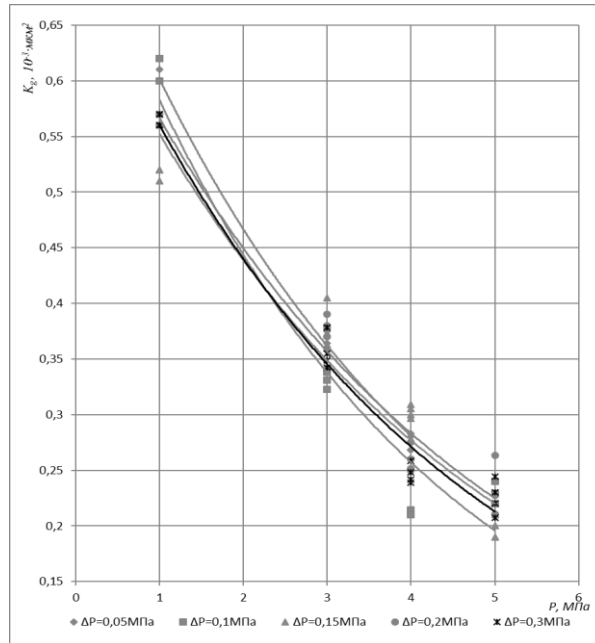


Рис. 2 Зависимости коэффициента газопроницаемости угля (K_g) от давления всестороннего сжатия образца (P) при перепадах давления $\Delta P = 0,05; 0,1; 0,15; 0,2; 0,3$ МПа. Сплошные линии - экспоненциальная аппроксимация экспериментальных данных при $\Delta P = 0,05; 0,1; 0,15; 0,2; 0,3$ МПа

Полученные значения K_g типичны для углей [4], а установленные в экспериментах зависимости, характеризующиеся высокими значениями коэффициента детерминации, могут использоваться для прогнозирования газопроницаемости угля при сжимающих напряжениях, соответствующих пластовым условиям.

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки Российской Федерации (проект RFMEFI60417X0172).

Литература

1. ГОСТ 26450.2-85 Методы определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации. - М.: Изд-во стандартов, 1985. - 17с.
2. Сердюков С. В., Шилова Т. В., Дробчик А. Н. Лабораторная установка и методика определения газопроницаемости горных пород //Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2017. – №. 5. – С. 172-180.
3. Durucan S., Edwards J. S. The effects of stress and fracturing on permeability of coal //Mining Science and Technology. – 1986. – Т. 3. – №. 3. – С. 205-216.
4. Gensterblum Y. et al. Gas transport and storage capacity in shale gas reservoirs—A review. Part A: transport processes //Journal of Unconventional Oil and Gas Resources. – 2015. – Т. 12. – С. 87-122.
5. Klinkenberg L. J. et al. The permeability of porous media to liquids and gases //Drilling and production practice. – American Petroleum Institute, 1941.
6. Pan Z., Connell L. D., Camilleri M. Laboratory characterisation of coal reservoir permeability for primary and enhanced coalbed methane recovery //International Journal of Coal Geology. – 2010. – Т. 82. – №. 3. – С. 252-261.
7. Somerton W. H., Söylemezoğlu I. M., Dudley R. C. Effect of stress on permeability of coal //International journal of rock mechanics and mining sciences & geomechanics abstracts. – Pergamon, 1975. – Т. 12. – №. 5-6. – С. 129-145.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ СКАЖИННОГО ПОДЗЕМНОГО ВЫЩЕЛАЧИВАНИЯ УРАНА ПРИ ОТКЛОНЕНИИ ЗАБОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СКАЖИН ОТ ИХ УСТЬЕВ

А.Э. Шрайнер

Научный руководитель – профессор М.Д. Носков
Северский Технологический Институт НИЯУ МИФИ, г. Северск, Россия

Скважинное подземное выщелачивание (СПВ) – один из наиболее перспективных способов разработки месторождений полезных ископаемых, который ведется через систему технологических скважин. В нагнетательные скважины подаются выщелачивающие растворы, которые способны избирательно переводить полезные компоненты в раствор непосредственно на месте ее залегания залежи. С помощью откачных скважин продуктивный раствор поднимается на поверхность, и поступает на перерабатывающий комплекс для извлечения полезных компонентов. Данный способ эффективен при разработке бедных и глубокозалегающих месторождений, которые характеризуются сложными гидрогеологическими и горно-технологическими условиями [1-2]. Для вскрытия залежи используются рядные и ячеистые схемы расположения технологических скважин. Рядные схемы представляют собой чередующиеся ряды закачных и откачных скважин. В случае ячеистых схем откачные скважины образуют регулярную сеть правильных многоугольников, в центре которых располагаются откачные скважины. В процессе бурения скважин обычно происходит отклонение забоев скважин от их устьев на несколько метров, причем это расстояние может увеличиваться с возрастанием глубины скважин. В результате нарушается регулярная схема, что приводит к ухудшению геотехнологических показателей.

В настоящей работе рассмотрено применение специализированной геотехнологической информационно-моделирующей системы «Курс» для определения влияния отклонения забоев технологических скважин на эффективность СПВ. Система «Курс» применяется для решения различных геотехнологических задач на стадии проектирования и отработки эксплуатационных блоков способом СПВ [3,4]. Работа системы «Курс» основана на физико-химической гидродинамической модели процесса СПВ. Модель описывает основные физико-химические процессы, которые происходят в продуктивном горизонте при выщелачивании урана (распределение давления, фильтрация жидкости и связанный с ней массоперенос, растворение и образование минералов, гомогенные и гетерогенные окислительно-восстановительные и кислотно-основные процессы, комплексообразование и др.). Геотехнологические расчеты проводятся с учетом гидрологических и геологических особенностей строения продуктивного горизонта, режимов работы технологических скважин и составов нагнетаемых растворов.

В ходе работы был построен модельный блок с регулярной гексагональной ячеистой схемой скважин, для которой рассмотрены варианты со случайными отклонениями положений забоев скважин от устья на 5, 10 и 15 метров, а также вариант без отклонения. Для разных вариантов были произведены геотехнологические расчеты отработки блока до момента извлечения 80% урана. На рисунке 1 приведены карты распределения продуктивности при 80% извлечении урана, из которых видно, что при отклонении забоев от устья в 15 метров в местах между откачными и закачными скважинами, где расстояния увеличены, осуществлена более неравномерная проработка геометрической ячейки.

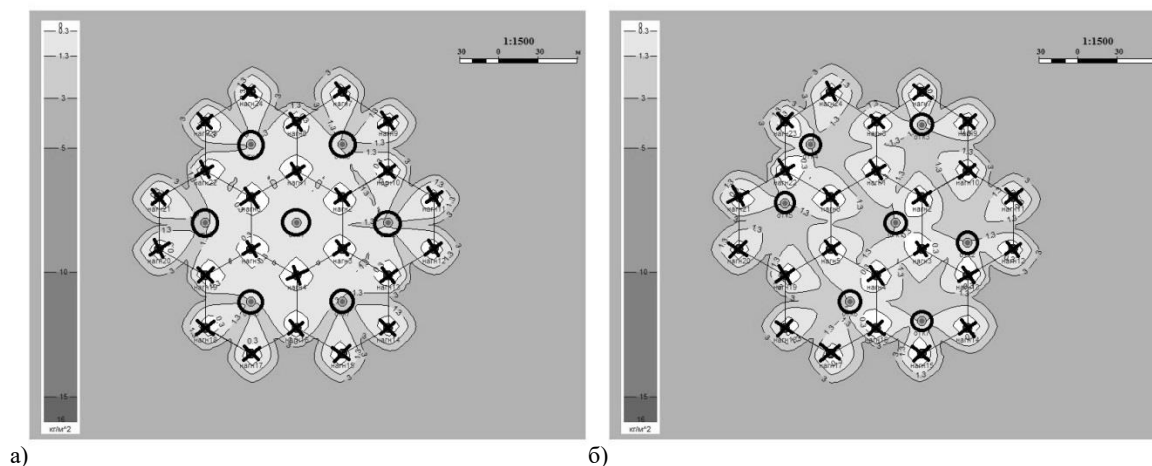


Рис. 1 Карты распределения продуктивности при 80% извлечении урана: а) без отклонения забоев скважин от устьев; б) с отклонением в 15 м

В правильной гексагональной схеме расстояние между откачными и нагнетательными скважинами составляло 40 м. Суммарный дебит откачных скважин в первой схеме – 42 м³/ч, а во второй - 42.2 м³/ч. Средняя концентрация кислоты в выщелачивающих растворах равнялась 8 г/л в обоих вариантах.

На рисунке 2 изображены карты распределения концентрации урана при различной величине отклонения забоев скважин. Видно, что, чем выше расстояние между откачными и закачными скважинами в ячейке, тем выше содержания урана в таких областях.

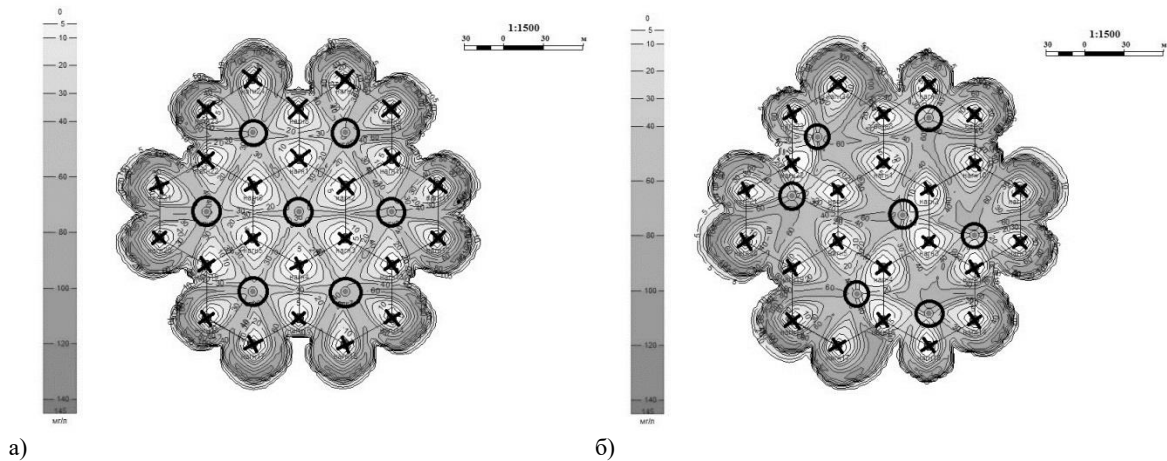


Рис. 2 Карты распределения концентрации урана в технологических растворах при 80% извлечении урана: а) без отклонения забоев скважин от устьев; б) с отклонением в 15 м

На рисунке 3 изображены карты распределения сульфат-иона, из которых видно, что при отклонении забоев в некоторых местах законтурные области распространения сульфат-иона увеличиваются.

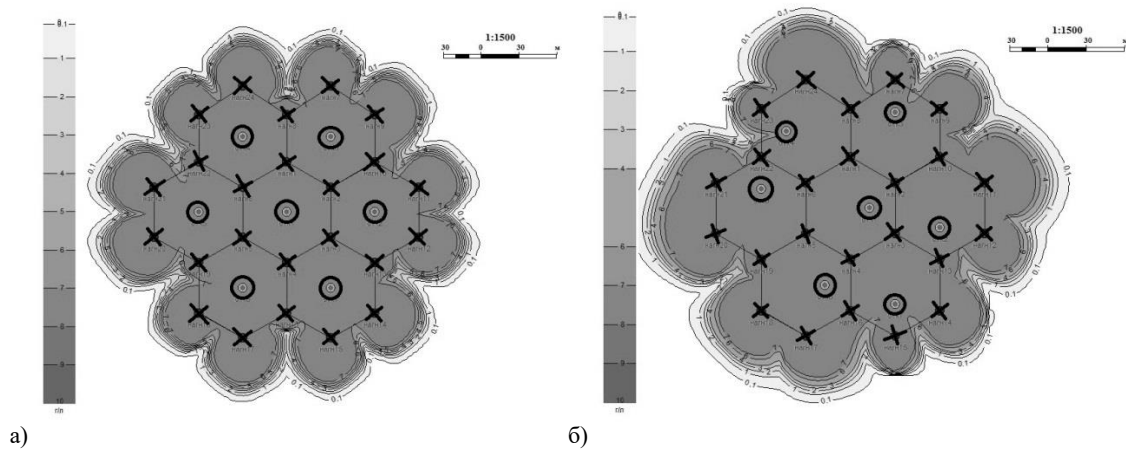


Рис. 3 Карты распределения концентрации сульфат-иона при 80% извлечении урана: а) без отклонения забоев скважин от устьев; б) с отклонением в 15 м

Математическое моделирование – эффективный инструмент анализа процесса скважинного подземного выщелачивания. В ходе работы были определены зависимости геотехнологических и экономических показателей отработки эксплуатационного блока от нарушения гексагональной схемы. Проведенные исследования показывают, что при отклонении забоев скважин от их устьев на 38% (15 м) время отработки увеличивается на 9%, расход кислоты возрастает на 6%, а себестоимость единицы продукции поднимается на 2%.

Литература

1. Аренс В.Ж. и др. Физико-химическая геотехнология. – М.: Изд-во МГУ, 2010. – 575 с.
2. Белецкий В.И. и др. Справочник по геотехнологии урана. – М.: Энергатамиздат, 1997- 672с.
3. Кеслер А. Г. и др. Применение геотехнологического информационно-моделирующего комплекса для оптимизации разработки блоков месторождений урана методом СПВ //Северск: Изд-во СГТА. – 2009.
4. Носков М. Д. и др. Применение математического моделирования для решения геотехнологических и экологических задач при добыче урана способом подземного выщелачивания //Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2012. – №. 7.

**БУРЕНИЕ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫХ СКВАЖИН С ЦЕЛЬЮ РАЗВЕДКИ И ДЕГАЗАЦИИ
УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ**

Е.А. Шубина

Научный руководитель – профессор В.Г. Лукьянов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Проведение геологоразведочных работ в соответствии с установленными методическими рекомендациями «Классификации запасов месторождений и прогнозных ресурсов твердых полезных ископаемых» [3] выполняется путём бурения большого количества геологоразведочных скважин. Плотность разведочной сети может составлять от 8 до 24 скважин на 1 км², большая часть этих скважин могут быть использованы для производства заблаговременной дегазации угольных пластов с высокой природной газоносностью.

Актуальность исследования заключается в совершенствовании геологического изучения, а также создании эффективной технологии дегазации угольных месторождений с учётом переоборудованных геологоразведочных скважин для обеспечения безопасной добычи угля подземным способом и рационального освоения недр.

Результаты ранее выполненных исследований, горно – геологических и горнотехнических условий добычи угля подземным способом и экологической обстановки, сложившейся на сегодняшний день позволяют обосновать необходимость появления новых предложений, направленных на совершенствование подхода к проведению геологоразведочных работ и освоению метанугольных месторождений Кузбасса [4].

Конструкция скважины в первую очередь определяется ее назначением и горно – геологическими условиями. Основная цель геологоразведочных скважин – получение необходимых геологических данных о строении месторождения. Цель сооружения скважин для проведения заблаговременной дегазации – обеспечение подготовки шахтного поля к безопасной разработке угольных пластов с высокой природной газоносностью.

На основании требований нормативно – технической документации [2] при отработке запасов угля с целью снижения природной газоносности и обеспечения безопасной добычи угля производится бурение скважин барьерной и предварительной дегазации, а также дегазации купола обрушения. Учитывая актуальность выбранной темы, изучив опыт имеющихся технологий различных видов дегазации, на рис. 1 представлено предложение по переоборудованию геологоразведочных скважин для производства заблаговременной дегазации метанугольных месторождений.

Количество скважин, их глубина и расположение, конечно же, зависят от многих факторов, которые рассматриваются индивидуально по каждому участку, также как, и назначение буровых работ. По мнению авторов, цель бурения скважин на метанугольных месторождениях не должна сводиться только к геологическому изучению. Предусмотрев на этапе составления проекта геологоразведочных работ, необходимое количество геологоразведочных скважин и возможность их переоборудования в дегазационные, обеспечивается оптимизация разведочных сетей [5].

Запроектированная конструкция скважины должна обеспечить ее долговечность, минимальную металлоемкость и не создавать препятствий для рабочего органа комбайна при отработке пласта. С целью обеспечения безопасности при работе комбайна и предотвращения фрикционного искрения в процессе разрушения обсадной колонны при отработке запасов угля, обсадка скважины в интервалах залегания угольных пластов предусматривается трубами НПВХ или стеклопластиковыми трубами с перфорацией.

Проведенный анализ конструкции скважин применяемых при производстве геологоразведочных работ на угольных месторождениях и технологии производства заблаговременной дегазации с применением плазменно – импульсного воздействия на угольные пласты [1], можно отметить, что для проведения заблаговременной дегазации метанугольных месторождений с помощью переоборудования геологоразведочных скважин необходимо при составлении проекта разведочных работ учесть следующие особенности в части обоснования комплекса работ и конструкции скважин:

провести необходимые геофизические исследования в скважинах с целью определения зоны интенсивно трещиноватых пород и водоносных горизонтов;

предусмотреть обсадку скважин на всю глубину зоны интенсивно трещиноватых пород и водоносных горизонтов;

выполнить цементацию затрубного пространства в интервале вышеуказанных зон, геофизические исследования АКЦ (акустическое качество цементации) и обеспечить надлежащий контроль за качеством выполненных работ;

рассчитать необходимое количество поливинилхлоридовых (или стеклопластиковых) обсадных труб;

рассчитать необходимое количество поливинилхлоридовых перфорированных труб;

предусмотреть строительство зумфа глубиной 60 – 80 м от почвы нижнего газоносного пласта для производства откачки воды из скважины при выводе ее на рабочий режим откачки метана.

С учетом современных технических возможностей, на рис. 1 представлено предложение по переоборудованию геологоразведочных скважин в скважины разведочно – дегазационного назначения.

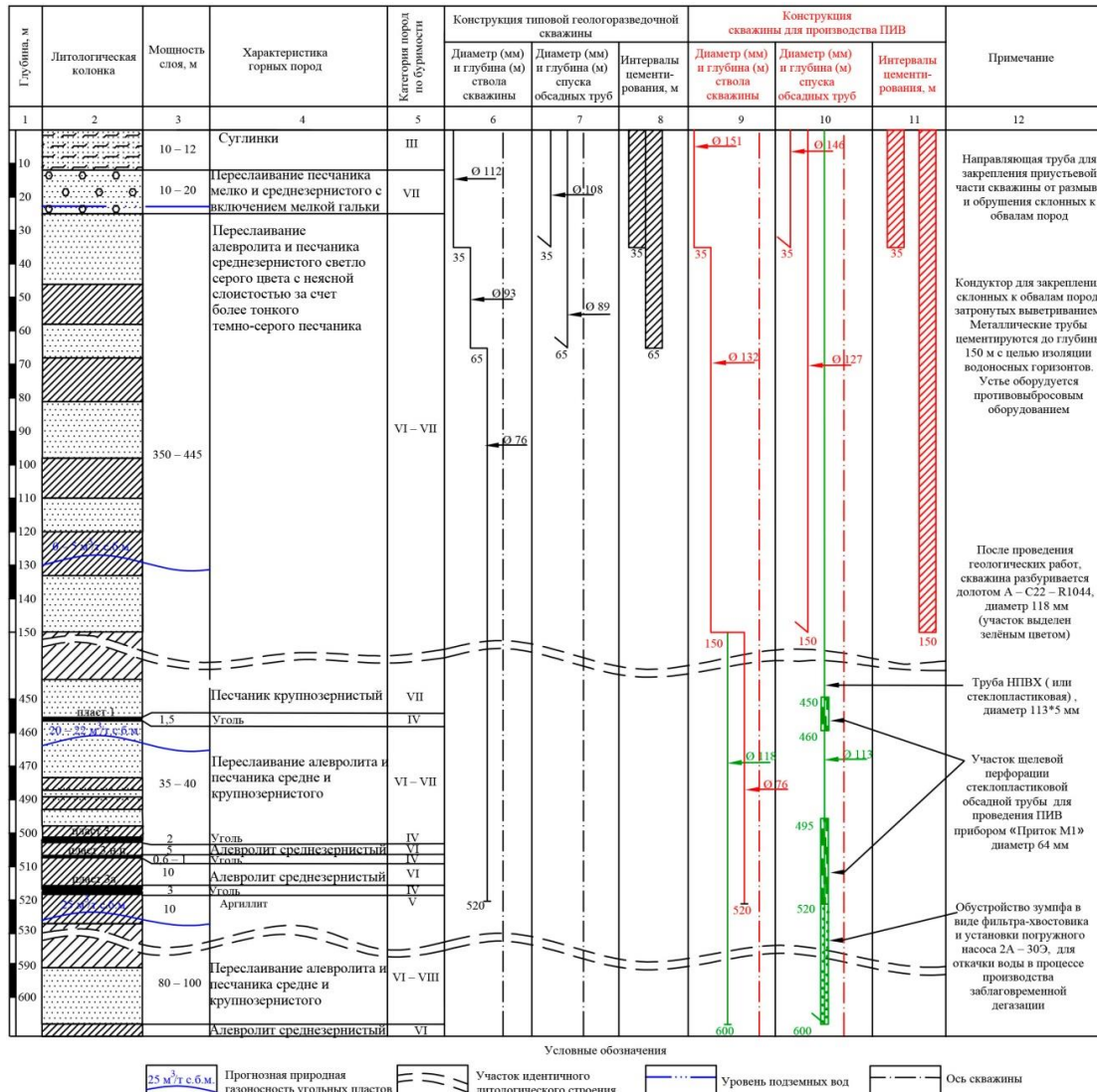


Рис. 1 Типовая конструкция разведочно – дегазационной скважины для производства ПИВ

Заключение

Переоборудование геологоразведочных скважин в скважины разведочно – дегазационного назначения позволяет совершенствовать методику геологического изучения, проектирования и производства заблаговременной дегазации угольных месторождений с учётом пространственно – временного расположения горнотехнических систем направленных на обеспечение безопасных условий добычи угля и рациональное освоение недр.

Литература

1. Агеев Н.П., Агеев П.Г., Десяткин А.С., Елсуков Г.А. Сейсмические и геофизические исследования результатов плазменно-импульсного воздействия на угольные пласты с целью извлечения метана//Горная промышленность, – М. – 2015, – №5, – С. 70-75
2. Инструкция по дегазации угольных шахт. Утв Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору РФ. Приказ от 1 декабря 2011 г. №679
3. Методические рекомендации по применению классификации запасов месторождений и прогнозных ресурсов твердых полезных ископаемых. Угли и горючие сланцы. Утв. МПР России от 5.06.2007 г. № 37-р. / под ред. – М.: Изд-во ФГУ ГКЗ, 2007. – 34 с.
4. Shubina E.A., Lykuanov V.G. Stimulation of commercial coal seam methane production aimed at improving mining technology // Nature geoscience. – Nature Publishing Group. – 2016. DOI:1038/ngeo2695. С. 012098
5. Шубина Е.А., Лукьянов В.Г. Проектирование геологоразведочных работ с целью использования скважин для производства заблаговременной дегазации угольных пластов // Горный информационно-аналитический бюллетень. – М. – 2016. – № 10. – С.377 – 389.

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

АНАЛИЗ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДА ПРИ НАЛИЧИИ ДЕФЕКТА ТИПА КОРРОЗИИ РУЧЕЙКОВОЙ РАЗЛИЧНОЙ ГЛУБИНЫ

Р.К. Айтенов, В.В. Сидельников

Научный руководитель – доцент А.В. Веревкин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. Целью работы является определение напряженно-деформированного состояния труб стальных диаметром (Dy) 426 мм, толщиной стенки (δ) 9 мм, изготовленных из стали марки 09Г2С с внутренним давлением 5 МПа [3], без коррозионных дефектов и с наличием ручейковой коррозии на нижней образующей трубы. Глубина распространения коррозии различна и принимает значения от 0,5 до 5 мм. Также в работе была поставлена задача определения зависимости значения напряжения от глубины коррозии и нахождения критического значения этой глубины. Расчетная часть работы выполнена в программном пакете Ansys.

Следует отметить, что сегодня протяженность промышленных трубопроводов в России, которые в большей степени подвержены именно ручейковой коррозии, чем трубопроводы магистральные, составляет десятки тысяч километров. Аварии на таких трубопроводах случаются постоянно, и 90 % из них, вследствие высокой агрессивности транспортируемой среды, – результат коррозионных повреждений. Актуальность темы исследования определяется в первую очередь тем, что большую долю таких аварий занимают аварии, связанные с коррозией ручейковой [6]. А в результате этих аварий происходят соответственно остановки транспортировки продукта, загрязнение окружающей среды, снижение уровня добычи нефти, увеличение затрат на капитальный ремонт трубопроводов. Поэтому борьба с ручейковой коррозией является одной из главных проблем во время эксплуатации промышленных трубопроводов.

Согласно [2, 4], ширина такого типа коррозии может достигать значений от 40 до 60 мм, а глубина дефектов может быть равной вплоть до 3,5 мм.

Численный эксперимент. В качестве объектов исследования были выбраны трубы стальные прямошовные сварные ГОСТ 10704-91 с толщиной стенки 9 мм, изготовленные из стали марки 09Г2С с пределом прочности, равным 490 МПа.

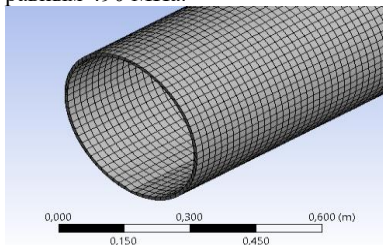


Рис. 1 Конечно-элементная модель исследуемого объекта

В работе была произведена серия численных экспериментов в программном пакете Ansys с целью выяснения влияния глубины ручейковой коррозии на напряженно-деформированное состояние трубы. В качестве образцов были выбраны модели труб с наружным диаметром 426 мм без коррозионного дефекта, а также с наличием ручейковой коррозии глубиной 0,5; 1; 1,5; 2; 2,5; 3; 4 и 5 мм. В работе при создании модели было сделано предположение, что геометрия коррозионного дефекта остается неизменной на всей протяженности трубы. Нагрузки, создаваемые окружающим грунтом, учтены не были. Для каждой модели было задано внутреннее давление, равное 5 МПа.

Исходная область определения функции разбивается с помощью сетки, в общем случае равномерной, на отдельные подобласти – конечные элементы (рис. 1). Искомая непрерывная функция аппроксимируется кусочно-непрерывной, определенной на множестве конечных элементов [1]. Аппроксимация может задаваться произвольным образом, но для расчета в программном пакете Ansys используются полиномы, которые подбираются так, чтобы обеспечить непрерывность искомой функции в узлах на границах элементов [1]. Результаты расчетов максимального напряжения для каждой трубы приведены в таблице и на рисунках 3,а–3,и.

Таблица 1

Результаты расчета максимального напряжения

Глубина дефекта, мм	Напряжение по Мизесу, МПа/10 ⁸
0	1,187
0,5	1,447
1	1,71
1,5	2,145
2	2,587
2,5	3,246
3	3,471
4	5,24
5	8,499

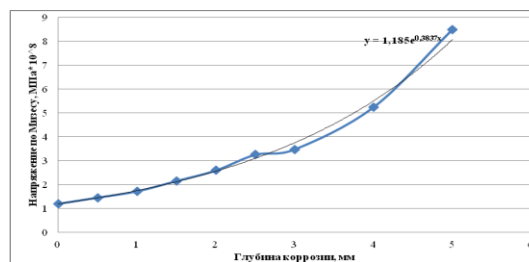


Рис. 2 Результаты измерения напряжения в трубопроводах с различной глубиной коррозионного дефекта

По полученным данным в результате моделирования был построен график зависимости максимального расчетного напряжения по критерию Мизеса от глубины коррозионного дефекта. Результаты расчетов представлены на рис. 2.

На рисунках 3,а–3,и изображено распределение эквивалентных напряжений по критерию Мизеса. Здесь наиболее опасный участок выделен красным цветом, участок с минимальным напряжением – синим.

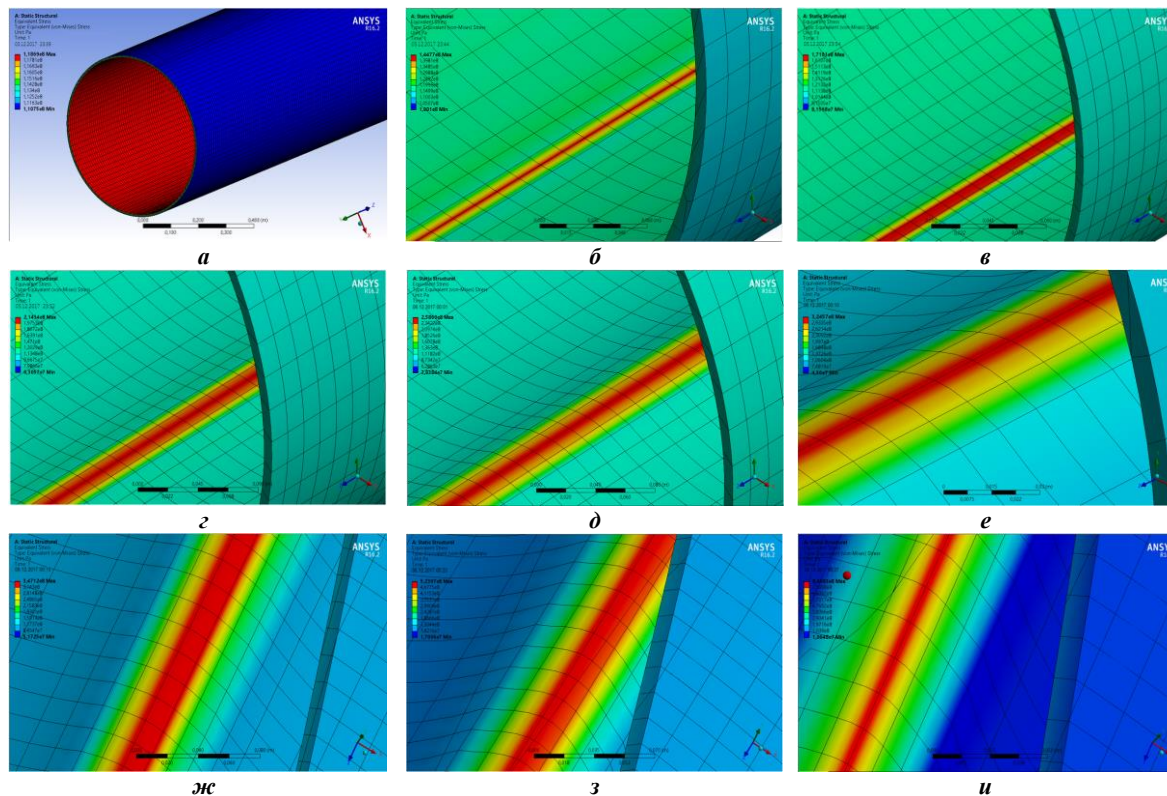


Рис. 3 Напряженно-деформированное состояние участка трубы: а – без дефекта, б – глубина коррозии 0,5 мм, в – 1 мм, г – 1,5 мм, д – 2 мм, е – 2,5 мм, ж – 3 мм, з – 4 мм, и – 5 мм

Опираясь на данные о распределении напряжений, представленные на рисунках 3,б–3,и, можно заключить, что максимальные значения напряжения принимают в нижней части трубы с наименьшей толщиной стенки.

Выводы. На основании полученных результатов можно сделать некоторые выводы, а также определить, какая глубина коррозии является в данном случае критической:

- таким образом, можно сказать, что напряжение в металле в зависимости от глубины коррозии растет по экспоненте, до значения, равного пределу прочности, после чего зависимость меняется. Однако, данные экспериментов, где максимальное напряжение оказалось больше предела прочности стали 09Г2С (490 МПа), нельзя считать корректными, так как в действительности такая труба бы разрушилась;
- наибольшие значения напряжения принимает в области наличия коррозии, а точнее в том месте, где глубина ее максимальна, то есть в ее центре;
- критическим значением глубины коррозии в данном случае можно считать значение 3 мм, когда достигается предел прочности стали.

Литература

1. Галлагер Р. Метод конечных элементов. Основы. – 1984.
2. Гоник А.А. О локальной внутренней коррозии нефтегазопроводов на месторождениях Западной Сибири и возможности ее устранения. // Защита металлов. – 2005. – том 41. – № 5. – С. 523 – 527.
3. Информационный отчет за декабрь 2010. «Проведение работ по мониторингу коррозии технологических трубопроводов на Лугинецкой газокompрессорной станции».
4. Инюшин И.В., Лейфрид А.В., Валеев А.С., Ривкин П.Р. Коррозия внутренней поверхности нефтесборных промысловых трубопроводов // Транспорт и подготовка газа. – 2002. – № 3. – С.85 – 86.
5. Рябов А.А. Трубопроводный транспорт – 2011: диагностика, эксплуатация и реконструкция. // Безопасность труда в промышленности.
6. Большая Энциклопедия Нефти и Газа: [Электронный ресурс] // Ручейковая коррозия. 2014. URL: <http://www.ngpedia.ru/id113006p1.html> (дата обращения: 26.12.17).

ТЕХНОЛОГИЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ ДЕФОРМАЦИОННЫХ СВОЙСТВ ГРУНТА

Л.Б. Антропова

Научный руководитель – к.т.н., доцент А.В. Грузин
Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

При строительстве новых резервуарных парков в местах со сложными климатическими и геологическими условиями, важная роль отводится возведению песчаных оснований. Согласно нормативной документации к данным грунтам предъявляется ряд требований [2, 4, 5], а именно по гранулометрическому составу. Однако, возможна ситуация, когда их доставка к строительной площадке затруднена и требует больших как материальных, так и временных затрат. Таким образом, возникает необходимость разработки технологии, которая позволит использовать песчаные грунты, добываемые в непосредственной близости к объекту.

Для решения данной проблемы проводились лабораторные исследования на базе студенческой научно-исследовательской лаборатории ОмГУ, в ходе которых изучались деформационные характеристики песчаного грунта средней крупности, а также его отдельных фракций. На рис. 1 представлена методика проведения лабораторных исследований.



Рис. 1 Методика проведения исследований

В качестве исходного грунта был использован песчаный грунт средней крупности с поймы реки Иртыш, который был разделен на фракции [1] с размером частиц 0,5 – 1,0 мм, 0,25 – 0,5 мм, 0,1 – 0,25 мм и менее 0,1 мм.

В ходе подготовительного этапа также определялась влажность подготовленных образцов песчаного грунта двумя способами:

- 1) с помощью сушильного шкафа в соответствии с нормативными документами;
- 2) с помощью галогенного анализатора влажности.

Исследования образцов проводились при различных значениях влажности.

Проведение компрессионных испытаний осуществлялось с помощью автоматизированного испытательного комплекса АСИС производства НПП «Геотек». Данный комплекс предназначен для определения механических характеристик грунтов и других строительных материалов.

Оборудование, входящее в данный комплекс, необходимое для определения деформационных характеристик несвязного дисперсного грунта:

- 1) устройство осевого нагружения;
- 2) измерительная система АСИС, которая включает в себя датчик линейных перемещений для измерения вертикальных деформаций, блок электронно-преобразующий, а также программное обеспечение для ЭВМ.

Для определения деформационных характеристик грунта была разработана специальная программа для проведения исследований (рис. 2). Данный график представляет собой нагрузку, возникающую под днищем резервуара РВС-50000 во время его гидравлических испытаний. Согласно нормативным документам, гидравлические испытания принято проводить ступенчато: резервуар заполняют до определенного документацией уровня, выдерживают при данной нагрузке, проверяют сварные соединения и снова частично заполняют резервуар. После полного заполнения резервуар выдерживают заполненным и просматривают его на наличие течей. Затем резервуар освобождают от жидкости.

Исходя из этого, на базе программного обеспечения АСИС была разработана программа нагружения образца песчаного грунта, которая предусматривает ступенчатое нагружение образца с выдержкой на каждой ступени нагружения по 5 минут и 30 минут для ступени 180 кПа с последующим разгрузением образца.

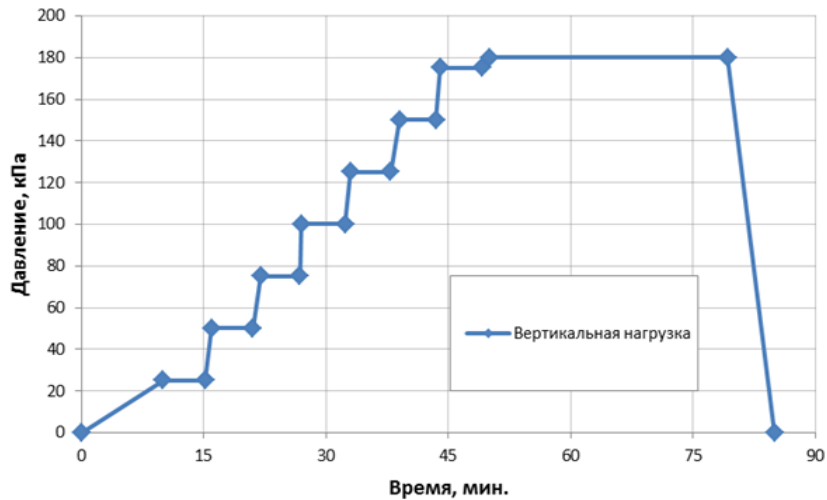


Рис. 2 Схема нагружения образца грунта

На базе полученных данных, был предложен способ регулирования деформационных свойств песчаного грунта, который заключается в следующих этапах:

- 1) отбор несвязного дисперсного грунта;
- 2) разделение его на фракции;
- 3) определение деформационных характеристик каждой фракции;
- 4) определение относительного содержания фракций;
- 5) смешивание определенных долей;
- 6) получение грунта с необходимыми свойствами.

Как видно, данная технология не требует использования специального оборудования для регулирования деформационных свойств грунта, что говорит о ее экономической эффективности.

Таким образом, можно сделать следующие выводы:

1. Разработана методика проведения исследований;
2. Изучены деформационные характеристики песчаного грунта средней крупности;
3. Для упрощения работы обработки лабораторных данных, были разработаны два программных продукта, на которые получены свидетельства о регистрации [6, 7].
4. Разработана технология регулирования деформационных свойств грунта.

На данную технологию получен патент [3].

Литература

1. ГОСТ 12536-2014. Грунты. Методы лабораторного определения гранулометрического (зернового) и микроагрегатного состава. – взамен ГОСТ 12536 – 79; введ. 01.07.2015. – Москва: Стандартинформ, 2015. – 22 с.
2. ГОСТ 31385-2008. Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. – введ. от 31.07.2009. – М.: Стандартинформ, 2010. – 56 с.
3. Пат. 2621799 Российская Федерация, МПК E02D 1/02 (2006.01). Способ регулирования деформационных свойств несвязного дисперсного грунта [Текст] / Грузин А.В., Антропова Л.Б., Русанова А.Д., Катунин А.В., Гильдебрандт М.И., Сиротин А.Д.; заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВО «ОмГТУ». - № 2016101450; заявл. 31.05.16; опубл. 07.06.17, Бюл. № 16. – 2 с., илл.
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. СП 45.13330.2012. Земляные сооружения, основания и фундаменты. Актуализированная редакция СНиП 3.02.01-87. – М.: ФАУ «ФЦС», 2012. – 140 с.
6. Свидетельство о гос. регистрации программы для ЭВМ №2014614602 Рос. Федерация, Влажность [Текст]; заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВПО «ОмГТУ». – №2014612354; заявл. 20.03.14; опубл. 20.05.14, Бюл.№ 5. – 1с.
7. Свидетельство о регистрации электронного ресурса №19895; Программа «Влажность» / Грузин А.В., Антропова Л.Б., Коновалова А.Д. – опубл. 27.01.2014 «Хроники объединенного фонда электронных ресурсов «Наука и образование» №1 (56) январь 2014. – С.23.

**РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ СОКРАЩЕНИЯ ПОТЕРЬ НЕФТЕПРОДУКТОВ НА НЕФТЕБАЗЕ
ГОК ГОРОД ЭРДЭНЭТ**

Ю. Бакин

Научный руководитель – к.т.н, доцент Р.Е. Левитин
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Потери топлива при перекачке, выдаче, хранении, транспортировании и применении происходят при утечках, разливах, а также в результате процессов испарения и загрязнения. При испарении в атмосферу переходят наиболее легкие углеводороды, что не только уменьшает количество, но и ухудшает качество нефти и нефтепродуктов. При сливе-наливе нефтепродуктов паровоздушная смесь вытесняется из резервуара в окружающую атмосферу и безвозвратно теряется.

Монголо-Российское КОО «Предприятие Эрденэт» является одним из крупнейших предприятий в Азии по добыче и обогащению меди и молибдена.

В последние годы на нефтебазе горно-обоготительного комбината (ГОК) увеличилось потребление различных видов нефтепродуктов, что, как свидетельствует анализ, связано с развитием ГОК. Одновременно возросли потери нефтепродуктов, обусловленные отсутствием больших резервуаров, способных сократить потери нефтепродуктов при хранении.

Основная задача Нефтебаз ГСМ– обеспечить снабжение подразделений СП «Эрденэт» нефтепродуктами в необходимом количестве и ассортименте, сохранность качества нефтепродуктов и сокращение до минимума потерь при хранении и отпуске их потребителям.

В период с 24.11.2017 по 27.12.2017 г. проводились исследования фактических потерь нефти и нефтепродуктов при хранении.

На нефтебазе хранятся разные нефтепродукты (рис. 1).

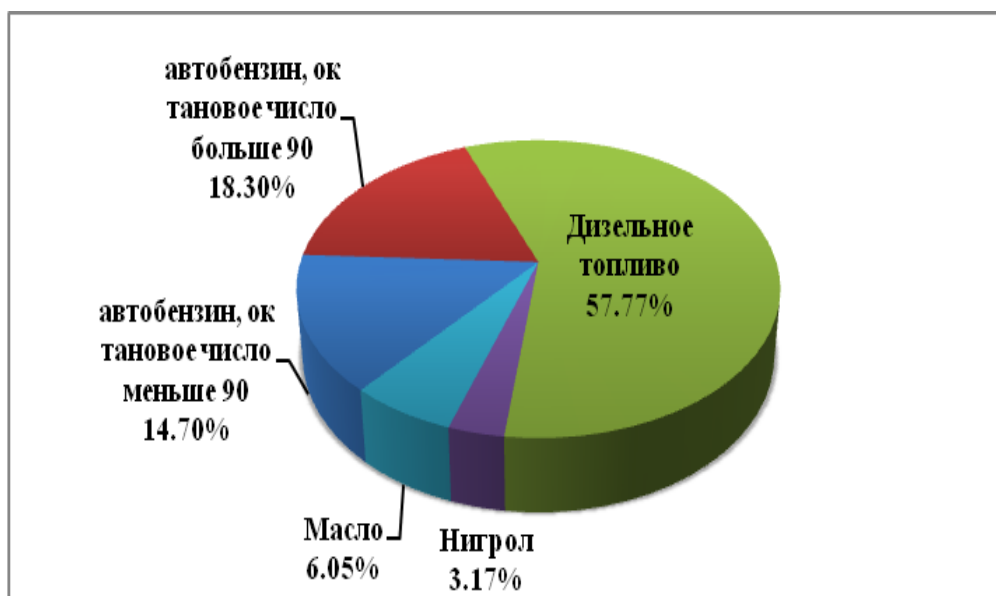


Рис.1 Виды нефтепродуктов, которые хранятся в нефтебазе ГОК

В настоящее время в Монголии потери нефтепродуктов от испарения при транспортировке и хранении определяются по нормам естественной убыли, разработанным ещё в СССР.

Климатические условия в Монголии и в России абсолютно разные. Территория Монголии находится выше уровня моря, чем территория России, поэтому и давление воздуха здесь меньше. Соответственно, нормы потерь должны отличаться от российских. Мы можем говорить о необходимости корректировки нормативных показателей для Монголии, которые будут разработаны с учетом климатических условий.

Для организации эффективной борьбы с потерями нефти и нефтепродуктов важное значение имеет анализ причин и расчёт количества потерь.

Бензины, имеющие большое давление насыщенных паров, при хранении быстро теряют легкие фракции, при этом значительно ухудшаются их пусковые качества.

Исследование ДНП бензинов А-80 и АИ-92 (рис. 2, 3) при температуре от плюс 38 до минус 25 °С проведено в лаборатории ГОК города Эрденэт в 2017 г.

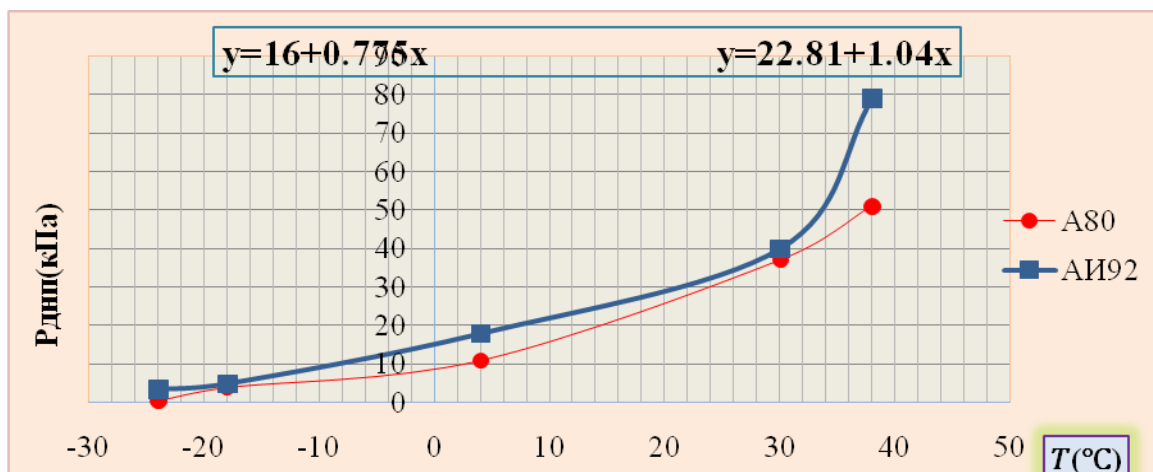


Рис.2 Анализ ДНП бензинов А-80 и АИ-92

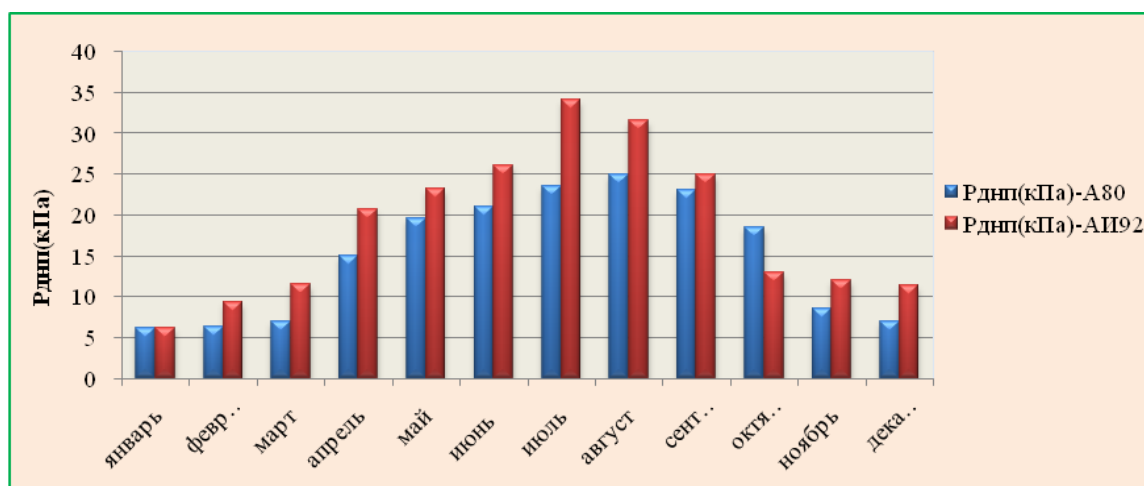


Рис.3 Давление насыщенных паров бензина по месяцам

Средний объем потерь нефти и нефтепродуктов при различных условиях по нормам естественной убыли должен оставаться постоянным. Но по факту показатели потерь отличаются по месяцам года, в зависимости от условий внешней среды. На рис. 3 представлены данные $P_{днп}$ по месяцам, где показатели потерь в июле достигают максимального уровня, во многом превышая показатели остальных месяцев.

Применение того или иного типа резервуара обосновывается технико-экономическими расчетами; при расчетах следует учитывать, кроме количественных потерь, также и ущерб, наносимый ухудшением качества нефтепродуктов, являющимся следствием количественных потерь. С экологической и экономической точки зрения необходимы технологии, сокращающие потери и качество нефтепродуктов.

Литература

1. Сборник материалов "Производственно-техническое состояние нефтебаза ГОК города Эрдэнэт" – Эрдэнэт, 2011. – 15с
2. Орхон.Л. Потери нефти и нефтепродуктов пути их сокращение. – Уланбатор, 2011. – 117 с.
3. Гинатулин Б.Н Эксплуатация средств сокращения потерь из резервуаров вертикальных стальных. // дипломная работа ПКЖТ Казахстан, СКО, Петропавловск. 2015 г. [Электронный ресурс]/ Нефтегазохранилища/ URL: <https://www.twirpx.com/files/oil/storage/?ft=degree> (дата обращения: 26.11.2017).
4. Левитин Р.Е. Зарубежный и российский опыт определения выбросов паров нефти из вертикальных стальных резервуаров / Перевод Т.А. Шпилева. – Тюмень, 2015.
5. Левитин Р.Е. Изменение качества нефтепродуктов в процессе доставки их потребителю // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2007. – № 1. – С. 89.
6. Левитин Р.Е. Подземное хранение нефтепродуктов в горизонтальных стальных резервуарах с использованием инертных газов: Автореферат. Дис. ...кандидата тех. наук. –Тюмень, 2008 г.

**ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ОДНОСТУПЕНЧАТЫХ СИСТЕМ
ГАЗОСНАБЖЕНИЯ**

Н.С. Бессонова

Научный руководитель – профессор О.Н. Медведева
**Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А.,
г. Саратов, Россия**

Ввиду того, что топливно-энергетический комплекс является крайне важной составляющей экономики России, важнейшим вопросом был и остается, по сей день, рациональное распределение и потребление топливно-энергетических ресурсов. Главной задачей газоснабжения сельских населенных пунктов является обеспечение надёжной и безопасной поставки газа потребителям в необходимом объёме. Согласно Федеральным законам «О газоснабжении в Российской Федерации» № 69-ФЗ и № 270-ФЗ ПАО «Газпром» и власти субъектов РФ совместно разрабатывают и осуществляют программы газификации населенных пунктов с 2001 года. Несмотря на столь долгое время исследований в области сельского газоснабжения, согласие по данному вопросу достигнуто не было. Исходной точкой, в данном вопросе, является выбор оптимальной схемы распределительных сетей газоснабжения.

Уровень газификации природным газом сельских населенных пунктов составляет 56,1 %. Исходя из этого, разработка теоретических основ оптимального функционирования систем газораспределения и газоснабжения сельских населенных пунктов в современных условиях с последующим внедрением, является одной из наиболее остро стоящих задач в сфере газоснабжения [1].

Необходимо отметить, что использование сетевого природного газа в сельской местности оказывает благотворное влияние не только на инфраструктуру, но и позволяет сдерживать рост цен на жилищно-коммунальные услуги. Одним из ключевых моментов является территориальный аспект, так показатели газификации районов в Центральном и Южном федеральных округах составляют 83 %, в Поволжье – 86 %, тем временем как в Сибири остро стоящий вопрос энергосбережения по традиции решается за счет угля и уровень газификации района в целом значительно ниже.

На данный момент, газоснабжение как бытовых, так и коммунальных потребителей, осуществляется благодаря системам низкого давления. Применение данных систем газоснабжения в сельской местности выглядит нерациональным сразу по нескольким параметрам – это и повышенные затраты, связанные с большой металлоемкостью, в связи с большой протяженностью сельских населенных пунктов, и нестабильное давление газа, и повышенный расход газа, связанный с потерями давления из-за длин газопроводов. Все это, делает одноступенчатые системы газоснабжения среднего давления наиболее предпочтительными для применения в сельской местности. Ряд проведенных исследований показывает, что применение одноступенчатых систем газоснабжения среднего давления в сельской местности позволяет снизить затраты на металлоемкость до 30 % [1 – 3]. Несомненно, внедрение одноступенчатых систем газоснабжения требует дополнительных затрат на этапе строительства. Одноступенчатые системы газоснабжения требуют использования шкафных газорегуляторных пунктов с применением регуляторов давления газа.

Регуляторы давления газа являются ключевым элементом одноступенчатой системы газоснабжения среднего давления, так как позволяют понизить давление уличных распределительных сетей до низкого давления, которое используется во внутридомовых газопроводах. Понижение давления достигается за счет автоматического изменения степени открытия дросселирующего органа регулятора, вследствие чего автоматически изменяется гидравлическое сопротивление проходящему потоку газа. В зависимости от поддерживаемого давления (расположения контролируемой точки в газопроводе) регуляторы давления газа (РДГ) разделяют на регуляторы давления газа до себя и после себя. В газорегуляторных пунктах применяют только регуляторы давления газа после себя. Подбирая пропускную способность РДГ необходимо учитывать максимальное количество потребляемого газа жилым домом при нескольких газоиспользующих приборах.

Использование шкафных газорегуляторных пунктов с регуляторами давления газа позволяет обеспечить простоту и надежность эксплуатации. Установка данного оборудования позволяет добиться улучшенных показателей по ряду технических и санитарно-гигиенических показателей работы бытовых газоиспользующих приборов. Это обусловлено стабильным номинальным давлением газа перед газопотребляющими приборами [4]. Сети низкого давления газа не могут обеспечить оптимальную и бесперебойную совместную работы с бытовыми приборами номинальным давлением от 1,3 до 3,0 кПа, особенно остро эта проблема встает в зимний период, либо при подключении новых потребителей. При подаче газа на выходе из газорегуляторного пункта (ГРП) максимального давления в 3,0 кПа с последующим его поддержанием, возникают такие проблемы как: увеличенный расход газа, сажеобразование, и т.д. При попадании газа среднего давления в газораспределительные сети низкого давления учащаются аварийные ситуации, связанные с несрабатыванием автоматики безопасности. Несомненно, применение одноступенчатой системы газоснабжения требует проведения более масштабных монтажных работ, дополнительного оборудования, но взамен мы получаем более реальную и безопасную возможность доставить необходимое количество газа к потребителю [3].

Рассмотрим прокладку тупиковой сети для 1-2 этажной застройки с общим числом абонентов 30. Первый вариант – газораспределительная сеть низкого давления, второй вариант – сеть среднего давления. Сравним данные варианты по стоимости сети и материальной характеристике [2]:

$$M = d \cdot l, \quad (1)$$

где: M – материальная характеристика;

d – диаметр участка, мм;

l – длина участка, м.

В таблице 1 приводится характеристика рассматриваемой системы газоснабжения.

Таблица 1

Характеристика газораспределительных сетей

Вид газопровода	Диаметр участка, мм	Длина участка, м	Материальная характеристика
Первый вариант			
Сеть низкого давления	140	25	3500
	140	210	29400
	63	38	2394
	90	147	13230
			∑ 48524
Второй вариант			
Сеть среднего давления	63	25	1575
	63	210	13230
	25	38	950
	30	147	4410
			∑ 20165

По укрупненным показателям определим прогнозируемую стоимость газораспределительной сети:

$$C = K \cdot (0.014 \cdot M + 900), \quad (2)$$

где: C – стоимость газораспределительных сетей низкого давления, тыс. руб.;

K – коэффициент приведения к стоимости текущего года (на стадии предварительных расчетов принимается по таблице 2).

Таблица 2

Значение коэффициента приведения стоимости

Год	2017	2018	2019	2020
K	2,211	2,476	2,773	2,815

Повышенные затраты на строительство газораспределительных сетей среднего давления учитывается коэффициентом 1,3.

Тогда, для сети среднего давления $C_{ср.д.} = 3805.619$ тыс. руб.; для сети низкого давления $C_{н.д.} = 3910.436$ тыс. руб. Таким образом, одноступенчатая система газоснабжения среднего давления является оптимальным (наиболее экономичным) вариантом для газификации сельских населенных пунктов.

Экономичность и надежность систем газоснабжения во многом зависят от количества газорегуляторных пунктов. При увеличении числа ГРП уменьшается радиус действия каждого из них, а значит, уменьшаются материало- и капиталовложения в сеть. В то же время большое количество ГРП повышает надежность системы за счет питания ее с нескольких направлений. Некоторое увеличение протяженности отводов от межпоселкового газопровода к дополнительным пунктам редуцирования компенсируется снижением материаловложений в распределительную сеть. В результате решения вопросов оптимизации достигнутое снижение материало- и капиталовложений при строительстве или реконструкции системы газоснабжения значительно сказывается на эффективности использования основных производственных фондов (сети газоснабжения и газораспределения всех ступеней давления, оборудование на них и прочие материалы и устройства), уменьшение стоимости работ по амортизации, и, как итог, снижение эксплуатационных издержек.

Анализ развития распределительных систем газоснабжения небольших населенных пунктов демонстрирует тенденцию к снижению степени их централизации, широкого использования шкафных газорегуляторных пунктов и одноступенчатых систем снабжения газовым топливом, оборудованных домовыми регуляторами давления; использованию стальных пофасадных и внутридомовых и полиэтиленовых распределительных газопроводов [5].

Литература

1. Медведева О.Н., Иванов А.И. Развитие распределительных систем газоснабжения // Вестник Саратовского государственного технического университета. – Саратов, 2014. – Т.3. – № 1 (76). – С. 75 – 79.
2. Торчинский Я.М. Оптимизация проектируемых и эксплуатируемых газораспределительных систем. – Л.: Недра, 1998. – 239 с.
3. Медведева О.Н., Осипова Н.Н. Газоснабжение населенных пунктов. – Саратов: СГТУ, 2011. – 104 с.
4. Курицын Б.Н., Медведева О.Н. Повышение эффективности использования газового топлива// Известия Самарского научного центра Российской академии наук. – 2009. – Т.11. – № 5-2. – С. 284 – 286.
5. Бессонова Н.С. Газификация сельских населенных пунктов с использованием домовых стабилизаторов давления//Ресурсоэнергоэффективные технологии в строительном комплексе региона. – 2017. – №1 (8). – С. 217 – 219.

ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ НЕЛИНЕЙНЫХ
УЧАСТКОВ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА КАРТАЛЫ-АСТАНА

Д.О. Бигазиева

Научный руководитель – доцент А.Г. Зарубин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Междугородние нефтегазовые трубопроводы имеют сложную внешнюю среду, а ограничения на местности и небрежность в обслуживании могут усугубить вероятность и масштабы аварий. Поэтому очень важно провести анализ напряжений трубопроводов в сопоставимых настройках до начала строительства. Геологические условия вдоль магистральных трубопроводов сложны. В целях снижения опасности необходимо провести анализ напряжений газопроводов.

Характер и величина перемещения подземных трубопроводов зависят от свойства грунта, начального проектного очертания продольной оси, характера нагрузок и воздействий сложным образом. Исследованиями напряженно-деформированного состояния сложных участков (повороты, выпуклые кривые, места выхода на поверхность, чередующиеся слабые и обводненные грунты) определены обстоятельства воздействия изменчивости продольных усилий в трубопроводах на степень защемления труб в почвах и распределения перемещений и напряжений. Для проверки прочности криволинейного участка подземного трубопровода необходимо определить вес нагрузки и воздействия, с учетом всех видов продольных деформаций грунта на различных стадиях напряженного состояния.

Рассчитаем напряженно-деформированное состояние трубопровода нелинейного участка с учетом циклических воздействий.

Рассмотрим расчетную схему поворота участка подземного трубопровода имеющего искривления в горизонтальной и вертикальной плоскости (рис.1). Проверим устойчивость и отсутствие пластических деформаций на криволинейном участке Астана-Карталы газопровода диаметром 720 мм, проложенного в сыпучих грунтах.

Определим сопротивление грунта горизонтальным перемещениям:

$$q_z = \gamma_{sp} h D_n \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ + \frac{\varphi}{2} \right) + 2c_{sp} D_n \operatorname{tg} \left(45^\circ + \frac{\varphi}{2} \right) + (\gamma_{sp} h D_n + q_{mp}) \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (1)$$

где $\gamma_{гр}$ – удельный вес грунта; D_n – наружный диаметр газопровода; h – начальная глубина заложения до оси газопровода; $c_{гр}$ – сцепление грунта; q_{mp} – масса единицы длины газопровода с изоляцией.

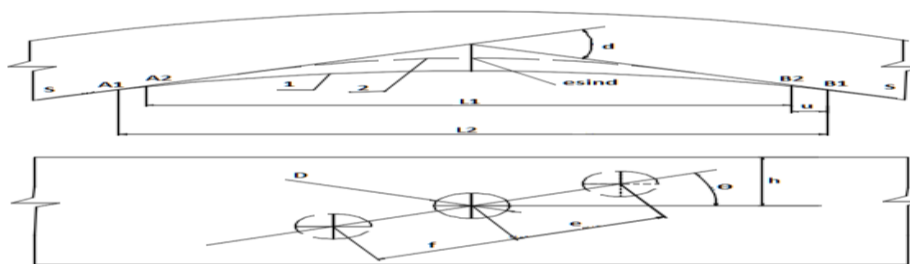


Рис.1 Расчетная схема нелинейного участка

Сопротивление грунта вертикальному перемещению по формуле:

$$q_e = q_{mp} + \gamma_{sp} D_n^2 \left(\frac{h}{D_n} + \frac{h^2}{D_n} \operatorname{tg} \beta - \frac{\pi}{8} \right) \quad (2)$$

Параметр $\operatorname{tg}(\beta)$ по формуле:

$$\operatorname{tg} \beta = \operatorname{tg} \varphi + 4.93 \cdot e^{-1.7 \frac{h}{D_n}}; \quad q_\theta = q_e + (q_z - q_e) \cdot e^{-2.5(h \cdot D_n)^{1/3}}. \quad (3)$$

Далее определим критическую силу Эйлера для прямолинейного участка $S_{кр}$ и нормативные кольцевые напряжения в стенке трубопровода от рабочего давления $\sigma_{кц}^н$. А продольное сжимающее усилие от нормативного давления определяется по формуле:

$$S^н = (0.2\sigma_{кц} + \alpha_1 E \Delta t) F \quad (4)$$

Параметр эквивалентного продольного сжимающего усилия должен быть равен $S: m^2 = S^н : S_{кр}$.

Приращение стрелки прогиба, определяемое без учета перемещения прилегающих участков по формуле:

$$\Delta f = \frac{m^2}{1 - m^2} \left(f_1 - \frac{4q_\theta l_1}{\pi^3 S} \right) \text{ и } \tau_{np} = \gamma_{sp} h \operatorname{tg} \varphi_{sp} + c_{sp} \quad (5)$$

Затем определим коэффициент сопротивления продольным перемещениям при однократном приложении нагрузки k и упругая составляющая перемещения конца участка u_y . Проверим возможность образования участков пластической связи при перемещении прилегающего полубесконечного трубопровода. Определим предельное значение продольного усилия в зависимости параметр зависящий от продольной жесткости трубопровода:

$$P_{01np} = \sqrt{\frac{\tau_{np}^2 \pi D_u EF}{k_u}} \quad (6)$$

Если образуются участки пластической связи, определяется пластическая условно-мгновенная составляющая продольного перемещения конца прилегающего участка для первого цикла приложения растягивающего усилия, равного эквивалентному сжимающему усилию от действия давления и температуры после ввода в эксплуатацию с учетом упругого отпора изогнутой части газопровода.

Коэффициент, характеризующий сопротивление перемещению конца, прилегающего полубесконечного трубопровода со стороны изогнутого участка трубопровода по формуле:

$$\eta = \frac{45EI}{4f_1^2 l_1} \quad (7)$$

После определяется параметр, зависящий от упругого перемещения трубопровода в грунте и сопротивления изогнутой части трубопровода $A=S\eta u$ и зависящий от продольной жесткости трубы и предельных касательных напряжений в грунте $B=2EF\pi Dt$.

Пластическая условно мгновенная составляющая продольного перемещения:

$$u_{nl} = \frac{A}{\eta} + \frac{B}{2\eta^2} + \frac{1}{2} \sqrt{\left(\frac{2A}{\eta} + \frac{B}{\eta^2}\right)^2 - \frac{4(A^2 - P_{01np}^2)}{\eta^2}} \quad (8)$$

Ползучие перемещения конца прилегающего участка трубопровода:

$$u_{пол} = n_u \left[k_2 (\tau_{np} - \tau_1)^{a_1} + k_2 t_i (\tau_{np} - \tau_2)^{a_2} \right] \quad (9)$$

Циклическое накопленное перемещение конца прилегающего участка определяется при $x=0$ принимая коэффициент сопротивления продольным перемещениям из таблицы 1.

Таблица 1

Номер цикла	1	2	3	4	5	6	7	8
$\beta_{Hi}, (м)$	0,052	0,054	0,051	0,048	0,045	0,044	0,043	0,040
$\beta_{pi}, (м)$	0,072	0,060	0,055	0,050	0,047	0,046	0,043	0,041

Действия абсолютно всех нагрузок и воздействий, стрелка прогиба определим по формуле:

$$f_2 = \sqrt{(f_1 + \Delta f)^2 + \frac{8l_u}{\pi^2}} \quad (10)$$

Определим приращение стрелки прогиба изогнутого участка и продольные напряжения в стенке трубы от нормативной продольной силы, расчетные продольные напряжения, коэффициент разгрузки. Критическая продольная сила определяется по формуле:

$$L_{кр}^2 = \frac{265EI}{q_\theta \rho_0 \left(1 + \frac{80EIt_p}{q_\theta^2 \rho_0^2} \right)} \quad (11)$$

Вывод: в ходе данного исследования были получены расчеты для общей устойчивости нелинейного участка трубопровода. Расчётная длина волны выпучиванию $L_{кр}^2$ равна 446,25 м².

При сравнении усилий определенных вычислений для устойчивости рассчитан $N_{кр}$ (24,78 МН) и проведена проверка условия устойчивости 3,89 < 22,3 МН. Это условие обеспечивает устойчивость газопровода.

Таким образом, полученные результаты данного исследования, подтверждают безопасность газопровода в описанных условиях.

Литература

1. Быков Л. И. и др. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов. – 2006.
2. СНИП 2.05.06-58*. Магистральные трубопроводы/Мин. рег. раз. РФ. 2002.–89с.
3. Алиев Р.А.. Трубопроводный транспорт нефти и газа. – М.: Недра, 1988.– 368 с.

**ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА МАГИСТРАЛЬНЫХ НАСОСНЫХ
АГРЕГАТОВ ПО ПАРАМЕТРАМ ВИБРАЦИИ И ИЗНОСА**

Д.И. Борисов

Научный руководитель – доцент Н.В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Проблемы повышения эффективности, надежности и безопасности эксплуатации магистральных нефтепроводов становятся актуальными по причине длительного срока эксплуатации и изменившихся условий, износа магистральных насосных агрегатов (МНА).

Оценить техническое состояние магистрального насосного агрегата позволяет один из основных параметров – вибрация [4-5]. Следовательно, первостепенной задачей при совершенствовании методов вибродиагностики, является изучение закономерностей параметров вибрации и износа, зависящих от технического состояния узлов МНА.

Значения вибрации при прогнозировании остаточного ресурса насосного агрегата необходимо приводить к значениям при номинальной подаче агрегата и бескавитационном режиме работы агрегата. Оценку технического состояния МНА производить: на основании результатов диагностики и прогноза по каждой контрольной точке; на основании анализа сравнения уровней вибрации по всей совокупности контролируемых точек агрегата. На анализе тенденции изменения вибрации базируется прогнозирование технического состояния насосного агрегата. Возможные значения вибрации определяются методом взвешенной линейной регрессии на задаваемое время упреждения.

Тенденцию изменения вибрации предлагается определять (аппроксимация методом линейной регрессии) по формуле (1) [3]:

$$v_{np} = A + B \cdot N, \quad (1)$$

где: A и B – коэффициенты (определяются методом «взвешенных» наименьших квадратов).

Значение вибрации (прогнозируемое) определять по формуле (2):

$$v_{np} = A + B(N + L), \quad (2)$$

где L – число членов в последовательности средних точечных значений вибрации на задаваемое время упреждения.

Прогнозирование остаточного ресурса насосного агрегата по параметрам вибрации предлагается осуществлять графоаналитическим методом [1] с использованием статистических данных по надежности МНА и результатов инспекционных обследований. Если состояние насосного агрегата описывается совокупностью диагностируемых параметров, то прогнозирование остаточного ресурса агрегата проводить по каждому параметру. Момент наступления предельного состояния должен определяться по времени его достижения всей совокупностью параметров. Прогноз остаточного ресурса агрегата следует проводить по каждому из параметров, а предельное состояние следует определять по достижению его одним из прогнозируемых параметров, если неисправность описывается несколькими независимыми параметрами, и техническое состояние определяется по наибольшему из них.

Для краткосрочного прогноза характер развития неисправности описывается линейной аппроксимацией, в которой параметр α определяется методом наименьших квадратов [3]:

$$v = \alpha_0 + \alpha_1 \cdot t, \quad (3)$$

где: α_0 – постоянный коэффициент;

α_1 – параметр, аппроксимирующий статические данные.

При прогнозировании (при долгосрочном прогнозе), особенно при большом числе измерений, для минимизации ошибок следует проводить уточнение прогноза (периодически) по последним пяти измерениям.

Сглаживание параметров перед прогнозированием следует проводить по формуле экспоненциального сглаживания (4) [2]:

$$X_{i(csl)} = \gamma \cdot X_i + (1 - \gamma) \cdot X_{(i-1)csl}, \quad (4)$$

где: $X_{i(csl)}$ и X_i – сглаженный и не сглаженный параметры i -го замера;

γ – постоянная сглаживания (0,1 ÷ 0,3);

$X_{(i-1)csl}$ – сглаженный параметр предыдущего замера.

Рекомендуется определять и учитывать:

– время остаточного ресурса насосного агрегата графически (точка пересечения прогнозного значения верхней доверительной границы и линии предельного состояния);

– доверительные границы: отклонения прогноза и результатов измерений.

Сравнение модели прогноза с рассмотренным функциями представлено на рис. 1.

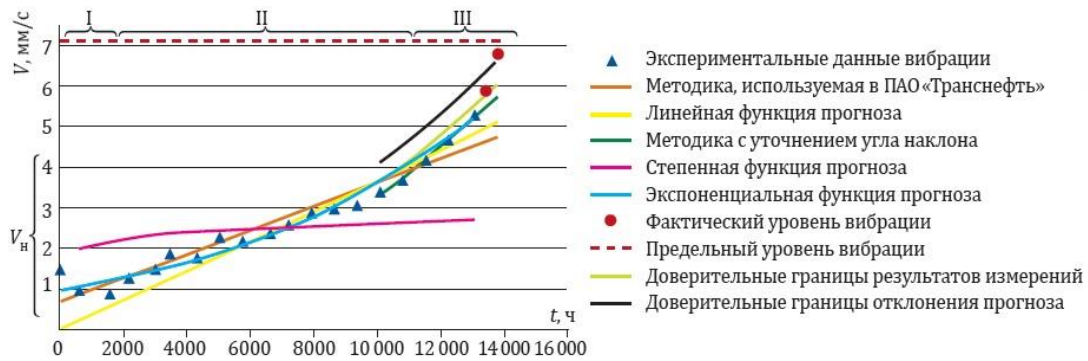


Рис. 1 Тренд изменения общего уровня вибрации электродвигателя магистрального насосного агрегата. Периоды: I – приработки; II – износа (нормального); III – износа (повышенного); V_n – уровень вибрации (нормальная работа магистрального насосного агрегата)

Сравнение значений экспериментальных данных вибрации и значений ожидаемого уровня вибрации показывает достоверность методики прогнозирования остаточного ресурса МНА с периодическим уточнением угла наклона кривой.

В ходе проведенного анализа экспериментальных данных и обзора литературных источников выявлено, что на интенсивность изнашивания подшипников скольжения наибольшее влияние оказывает давление (удельное) на вкладыш подшипника и скорость скольжения (относительного) цапфы ротора, если поддерживать качественную работу системы смазки.

Прогнозирование остаточного ресурса подшипника скольжения электродвигателя МНА по параметрам вибрации и износа необходимо осуществлять с помощью зависимости (аналитической):

$$V_k = V_0 + K \cdot P^2 \cdot v_c \cdot t_k, \quad (5)$$

где: V_k и V_0 – значения уровня вибрации электродвигателя МНА после приработки (текущее и начальное), мм/с;

K – коэффициент пропорциональности;

P – давление (удельное) на вкладыш подшипника скольжения, Н/м²;

v_c – скорость скольжения (относительного) цапфы ротора, м/с;

t_k – значение временного интервала наблюдений (текущее), ч.

Сравнение функции (5) с экспериментальными данными представлено на рис. 2.

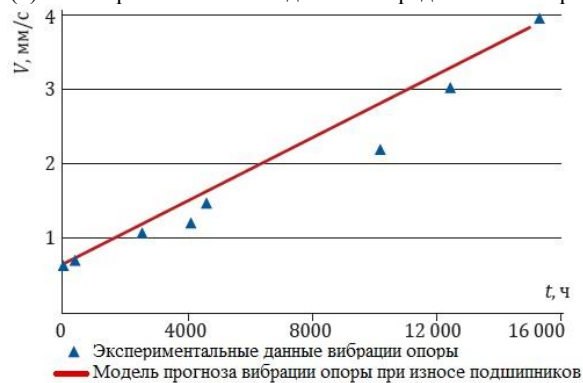


Рис. 2 Определение остаточного ресурса подшипника скольжения электродвигателя МНА

В результате проведенной работы представлена методика прогнозирования остаточного ресурса МНА. Методика прогнозирования по параметрам вибрации и износа позволяет перейти к эксплуатации по фактическому техническому состоянию. Погрешность моделей прогноза не более 7 %.

Литература

1. РД 75.200.00-КТН-178-09 Положение о диагностировании, порядке технического освидетельствования и продления срока службы энергоустановок НПС магистральных нефтепроводов. – М.: ОАО АК «Транснефть», 2009. – 205 с.
2. Розенберг Г.Ш. Вибродиагностика. – СПб.: ПЭИПК, 2003. – 284 с.
3. Гумеров А.Г. Диагностика оборудования нефтеперекачивающих станций – М.: Недра-Бизнесцентр, 2003.
4. Ширман А. Р., Соловьев А. Б. Практическая вибродиагностика и мониторинг состояния механического оборудования //Москва. – 1996. – Т. 7.
5. Bently D. E. Fundamentals of Rotating Machinery Diagnostics. – Canada: Bently Pressurized Bearing Press, 2002. – 726 p.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ОРЕОЛА ОТТАИВАНИЯ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

О.Г. Буняк

Научный руководитель – доцент Н.В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск Россия

Цель статьи заключается в исследовании влияния “горячего” нефтепровода на вмещающий грунт с ледяными включениями. Основным негативным фактором для подземных нефтепроводов, проложенных в криолитозоне, является формирование ореолов оттаивания вокруг трубопровода, что приводит к осадке грунта. Отметим, что с точки зрения прочности нефтепровода, наибольшую опасность представляет его залегание в грунтах, содержащих крупные включения подземного льда, дающие при оттаивании термокарстовые провалы или просадку [1]. В связи с этим при проектировании и эксплуатации нефтепроводов обязательным является выполнение теплотехнического расчета, на основании которого прогнозируют формирование ореола оттаивания вокруг нефтепровода. Поскольку геологическое строение грунтов с повторно-жильными льдами (ПЖЛ) имеет сложную и неоднородную структуру, прогнозирование требует определения трехмерного температурного поля в грунте с учетом фазовых переходов. Использование же двумерного моделирования не позволяет учесть реальную геометрию моделируемых объектов, включая ПЖЛ, и может привести к большим погрешностям расчета. В настоящее время существует множество методов расчета теплового взаимодействия нефтепровода и многолетнемерзлого грунта, краткий анализ большинства из них представлен в работе [2]. Однако ни одна из них не позволяет прогнозировать ореол оттаивания вокруг нефтепровода с учетом таких немаловажных факторов, как неоднородное геологическое строение разреза, изменение метеорологических условий во времени, наличие теплоизоляционных материалов, а также наличие в грунте неоднородных крупных включений льда. В статье использован программный комплекс FROST 3D, который позволяет решить эту задачу в трехмерной постановке с учетом перечисленных факторов для больших геометрических масштабов и многолетних прогнозов.

Используемая математическая модель и численный метод

Решение задачи расчета трехмерного поля температур вокруг нефтепровода требует рассмотрения нелинейного уравнения теплопроводности следующего вида:

$$C_{eff}(T) \frac{\partial T}{\partial t} = \text{div}(\lambda(T) \text{grad}(T)), \quad (1)$$

где: $C_{eff}(T)$ – эффективная теплопроводность грунта (учитывающая наличие фазового перехода);

$\lambda(T)$ – теплопроводность грунта;

$T(x,y,z,t)$ – трёхмерное поле температур, изменяющееся с течением времени; t — время

Известно, что уравнение (1) допускает аналитическое решение только в одномерном случае для полубесконечной прямой, что при проектировании трубопроводов на многолетнемерзлых грунтах не имеет никакой практической ценности. Рассмотрение же двухмерного случая, а тем более трехмерного, требует применения численных методов для решения уравнения теплопроводности (1). В численном методе решения уравнения теплопроводности (1), используемом в программном комплексе FROST 3D, учтен как отечественный [3, 4], так и зарубежный опыт [5] решения задач теплопередачи. Рассматриваемое трехмерное уравнение теплопроводности решается с применением метода переменных направлений в соответствии со схемой Дугласа — Рекфорда [6].

Численное моделирование ореола оттаивания. Расчет был выполнен для следующей конфигурации: трубопровод проходит вдоль решетки ПЖЛ.

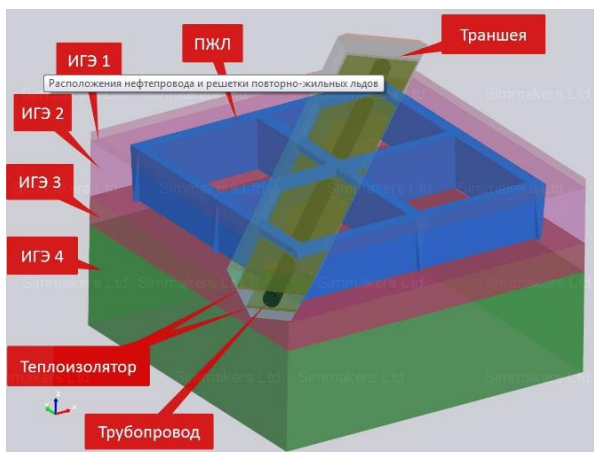


Рис. 1 Конфигурация взаимного расположения нефтепровода и решетки ПЖЛ

Учитывались следующие геометрические параметры.

Линейные размеры области моделирования: 25×25 м в горизонтальной плоскости и 15 м в глубину.

Глубина залегания льдов: 0.7 м, мощность: 4.3 м.

Диаметр нефтепровода: 1220 мм.

Толщина стенки трубы: 10 мм.

Толщина теплоизоляции трубопровода: 70 мм.

Температура перекачиваемой нефти: плюс 8 °С.

Теплофизические характеристики инженерно-геологических элементов (ИГЭ) вокруг траншеи с нефтепроводом были заданы согласно таблице 1:

Таблица 1

Теплофизические характеристики инженерно-геологических элементов

Номер ИГЭ	Грунт	Мощность слоя, м	Коэффициент теплопроводности талого и мерзлого грунта λ_t/λ_m , Вт/(м·К)	Объемная теплоемкость талого и мерзлого грунта C_T/C_M , кДж/(м ³ ·К)	Объемная влажность грунта, м ³ /м ³
1	Торф	0.7	0.5 / 2	3600 / 1300	0.33
2	Торф преимущественно среднеразложившийся, пластичномерзлый, льдистый. Содержит ПЖЛ	4.3	0.5 / 2	3600 / 1300	0.33
3	Супесчано-суглинистый грунт, льдистый	2.2	1.45 / 2.3	2867 / 2030	0.57
4	Супесчано-суглинистый грунт с повышенным содержанием льда	7.8	1.25 / 2.3	3160 / 205	0.42

Для повторно-жильных льдов задавалась теплоемкость, равная 1860 кДж/(м³·К), а теплопроводность – 2.25 Вт/(м·К).

Результаты моделирования.

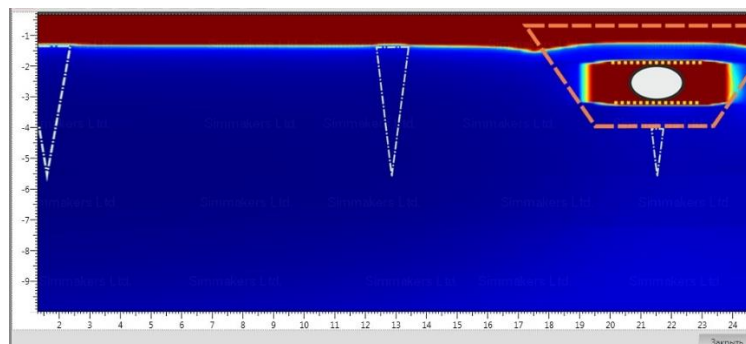


Рис. 2. Ореол оттаивания грунта вокруг нефтепровода в сечении YZ

По расчетам установлено, что максимальное оттаивание грунта вокруг нефтепровода формируется в направлениях, в которых отсутствует теплоизолятор, и не превышает 0.9 м. Амплитуда годовых колебаний температурного поля в грунте в окрестности трубопровода варьируется в пределах от 3 до 5 °С.

Стоит также отметить, что тепловое влияние нефтепровода не привело к таянию ПЖЛ под ним. Это обстоятельство связано с тем, что трубопровод располагается в траншее с техногенным грунтом, из которой удалили подземный лед и разместили теплоизоляционный материал.

Литература

1. Бородавкин П. П. Подземные магистральные трубопроводы. – 2011.
2. Зотов М. Ю. и др. Опыт применения программных комплексов для расчета напряженно-деформированного состояния нефтепроводов, прокладываемых на вечномерзлых грунтах //Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – №. 2. – С. 61-65.
3. Кудрявцев С. А. Численное моделирование процесса промерзания, морозного пучения и оттаивания грунтов //Основания, фундаменты и механика грунтов. – 2004. – №. 5. – С. 21 – 26.
4. Абжалимов Р. Ш. Определение расчетных значений распределения отрицательной температуры в грунтах по глубине промерзания //Развитие городов и геотехническое строительство. – 2007. – Т. 2. – №. 11. – С. 204.
5. Thomas H. R. et al. Modelling of cryogenic processes in permafrost and seasonally frozen soils //Geotechnique. – 2009. – V. 59. – No. 3. – P. 173 – 184.
6. Dazhenka T. A., Gishkeluk I. A. Quasilinear heat equation in three dimensions and Stefan problem in permafrost soils in the frame of alternating directions finite difference scheme //Proceedings of the World Congress on Engineering. – 2013. – V. 1. – P. 3 – 5.

**ПОВЫШЕНИЕ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ С
ПРИМЕНЕНИЕМ РЕГУЛИРУЕМОГО ПРИВОДА**

Р.С. Быков

Научный руководитель – доцент Н. В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Сейчас, как никогда прежде, в нефтегазовой отрасли растет актуальность уменьшения затрат на производство за счет внедрения мероприятий по повышению энерго- и ресурсоэффективности.

В нефтепроводном транспорте на перекачку нефти расходуется около 98,5 % от общего расхода электроэнергии [2, 4]. Анализ работы магистральных нефтепроводов (МН) показывает, что существующие методы автоматизированного контроля и управления режимами работы МН не в полной мере учитывают постоянные изменения внешних факторов эксплуатации, недостаточно освещены вопросы регулирования при изменении вязкости перекачиваемых партий нефти. В связи с этим наибольший практический интерес представляет поиск решений для существующих проблем.

На данный момент самым распространенным методом регулирования является дросселирование, т.к. он прост в техническом исполнении. Но этот метод регулирования неэкономичен, т.к. НПС непроизводительно развивает излишний напор, что делает дороже транспорт нефти в связи с перерасходом энергии. Решением данной проблемы может служить использование частотно-регулируемого электрического привода (ЧРП), преимущества которого заключаются в экономии энергии за счет отказа от дросселирования; повышении надежности и долговечности работы перекачивающего агрегата благодаря «мягкому» пуску и остановке насоса; уменьшению рабочего давления в трубах, из-за исключения работы регуляторов давления.

При использовании в качестве системы автоматического регулирования давления на НПС нефтеперекачивающих агрегатов с ЧРП, количество плановых технологических режимов возрастает. Также возникает возможность при изменении физических параметров перекачиваемой нефти и эффективного диаметра трубопровода обеспечить заданную производительность без изменения потребляемой мощности [1].

Таким образом, возникает задача определения максимального изменения вязкости перекачиваемой нефти и эффективного диаметра нефтепровода, при котором мощность электроэнергии, затрачиваемой одной НПС на перекачку увеличится не более чем на 2 % от планируемого значения [3].

При фиксированном значении расхода перекачки и эффективного диаметра определим изменение вязкости перекачиваемой нефти, при котором мощность электроэнергии, затрачиваемой одной НПС на перекачку, увеличится не более чем на 2 % от планируемого значения.

$$\frac{v_{факт}}{v_{план}} = \left(1,02 + 0,02 \frac{(\Delta z + \Delta h_{под}) d^{4,75}}{Q^{1,75} \beta L v_{план}^{0,25}} \right)^4 \quad (1)$$

Анализируя формулу (1), можно видеть, что минимальное отношение фактического и планируемого значения вязкости будет при максимальных значениях длины перегона, планируемой вязкости нефти и минимальных значениях диаметра нефтепровода, разности высотных отметок и значений подпоров.

Таблица 1

Гидравлические параметры для нефтепроводов при минимальном отношении $v_{факт}/v_{план}$

$D_{у, мм}$	$L_{max, км}$	$Q_{max, м^3/с}$	$\Delta z_{min, м}$	$\Delta h_{min, м}$	$v_{план, max, ccm}$	$v_{план, max, м^2/с}$	$v_{факт}/v_{план}$	$v_{факт, max, ccm}$
700	120	0,66942894	-250	0	25	0,000025	1,045	26,13
800	100	0,95129376	-250	0	25	0,000025	1,037	25,93
1000	100	1,93782062	-250	0	25	0,000025	1,045	26,12
1200	80	3,1709792	-250	0	25	0,000025	1,067	26,66

Таким образом, минимальное значение отношения фактического и планируемого значения вязкости не превышает 3,7 %.

При фиксированном значении расхода перекачки и вязкости перекачиваемой нефти определим изменение эффективного диаметра, при котором мощность электроэнергии, затрачиваемой одной НПС на перекачку, увеличится не более чем на 2 % от планируемого значения.

$$\frac{d_{факт}}{d_{план}} = \left(\frac{\beta Q^{1,75} v^{0,25} L}{1,02 \beta Q^{1,75} v^{0,25} L + 0,02 (\Delta z + \Delta h_{под}) d_{план}^{4,75}} \right)^{0,21} \quad (2)$$

Анализируя формулу (2), можно видеть, что минимальное отношение фактического и планируемого значения эффективного диаметра нефтепровода будет при максимальных значениях разности высотных отметок и значений подпоров, планируемого эффективного диаметра.

Таблица 2

Гидравлические параметры для различных значений длины нефтепровода при максимальном отношении $D_{у факт}/D_{у план}$

v, ccm	$L, км$	$Q, млн. т/год$	$Q, м^3/с$	$\Delta z_{max, м}$	$\Delta h_{max, м}$	$D_{у план, мм}$	$D_{у факт}/D_{у план}$	$D_{у факт, мм}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
25	120	19	0,66942894	-250	0	700	0,9977	698
25	100	27	0,95129376	-250	0	800	0,9981	798
25	100	55	1,93782062	-250	0	1000	0,9977	998
25	80	90	3,1709792	-250	0	1200	0,9966	1196

Минимальное изменение эффективного диаметра нефтепровода, при котором мощность электроэнергии, затрачиваемой одной НПС на перекачку, увеличится более чем на 2 %, соответствует 0,19 %.

В качестве примера рассмотрен существующий магистральный нефтепровод «Омск-Иркутск» Ду700 мм. Все НПС технологического участка «Альметьевск – Староликеево» оборудованы 4 магистральными насосными агрегатами НМ 2500-230 с электродвигателями 2АЗМВ1 (3 работающих, 1 резервный). Расчеты проводились для 23 значений расхода перекачки. Результаты расчета представлены в таблице 3.

Таблица 3

Результаты гидравлического расчета магистрального нефтепровода «Альметьевск - Староликеево»

Q, м ³ /ч	Анжеро-Судженск				Чулым				Барабинск				Омск		
	n ₁	n ₂	n ₃	P _{вых}	h _{под}	n ₁	n ₂	n ₃	P _{вых}	h _{под}	n ₁	n ₂		n ₃	P _{вых}
1430	0	0	0,96	2,721	29,3	0	0	0,55	1,384	29,7	1,09	0	0,59	3,886	25,8
1400	0	0	0,91	2,61	29,2	0	0	0,53	1,343	29,8	1,09	0	0,53	3,759	26,8
1380	0	0	0,88	2,543	30	0	0	0,51	1,306	28,7	1,09	0	0,49	3,664	26,2
1360	0	0	0,85	2,477	30,6	0	0	0,5	1,292	30,3	1,09	0	0,44	3,568	25,3
1340	0	0	0,81	2,387	28,3	0	0	0,49	1,254	28,9	1,09	0	0,41	3,494	26,8
1320	0	0	0,78	2,321	28,7	0	0	0,48	1,238	30,2	1,09	0	0,36	3,395	25,3
1300	0	0	0,75	2,255	29	0	0	0,46	1,197	28,5	1,06	0	0,36	3,318	26,3
1280	0	0	0,72	2,188	29,2	0	0	0,45	1,179	29,5	1,02	0	0,36	3,24	26,9
..
1200	0	0	0,6	1,921	28,9	0	0	0,4	1,073	28,9	0,87	0	0,36	2,912	26,5
1160	0	0	0,55	1,811	30,8	0	0	0,37	1,025	29	0,8	0	0,36	2,763	27,3
1020	0	0	0,36	1,388	29,8	0	0	0,36	1,015	47	0	0	0,83	2,256	27,6
1000	0	0	0,36	1,391	36,9	0	0	0,36	1,076	57	0	0	0,76	2,178	26,4
980	0	0	0,36	1,394	43,8	0	0	0,36	1,137	66,8	0	0	0,7	2,121	27,7
960	0	0	0,36	1,397	50,7	0	0	0,36	1,196	76,5	0	0	0,63	2,04	25,9
940	0	0	0,36	1,399	57,4	0	0	0,36	1,254	86	0	0	0,57	1,981	26,6
920	0	0	0,36	1,402	64	0	0	0,36	1,311	95,3	0	0	0,51	1,921	27
900	0	0	0,36	1,404	70,5	0	0	0,36	1,367	104,5	0	0	0,45	1,859	27,1
870	0	0	0,36	1,408	80	0	0	0,36	1,45	117,9	0	0	0,36	1,763	26,6

Проанализировав расчет, можно выделить характерные особенности оптимального режима:

– распределение напоров между НПС, и величина давления на выходе НПС эксплуатационного участка должны быть такими, чтобы подпор перед следующей НПС был равен минимальной величине;

– превышение значения подпора перед НПС над минимальным значением, происходит только в тех случаях, когда на предыдущей НПС работает один насос с минимальной частотой вращения ротора.

Распределение частот вращения роторов нефтеперекачивающих агрегатов на одной НПС выглядит следующим образом:

– если используются 2 насоса, то один работает с максимальной частотой, а второй – с частотой, необходимой для создания минимального подпора перед следующей станцией;

– с уменьшением расхода перекачки, частота вращения ротора второго насоса сокращается до минимального значения, затем она остается постоянной, после чего начинает снижаться частота вращения насоса, работавшего с максимальной частотой.

Литература

1. Быков К.В. Повышение эффективности эксплуатации магистральных нефтепроводов с регулированием частоты вращения насосных агрегатов: диссертация кандидата технических наук. – Санкт-Петербург, 2014 г. – 138 с.
2. Лазарев Г.Б. Частотно-регулируемый электропривод насосных и вентиляторных установок//Силовая электроника. – 2007. – № 3. – С 41 – 48.
3. Туманский А.П. Оптимизация режимов транспортировки углеводородных жидкостей по трубопроводам с промежуточными насосными станциями, оборудованными частотно-регулируемым приводом: диссертация кандидата технических наук. – Москва, 2008 г. – 137 с.
4. Тырылгин И.В. Методы повышения энерго- и ресурсосбережения на магистральных нефтегазопроводах//Новые технологии – нефтегазовому региону. – Тюмень, 17-27 мая 2011 г. – № 2. – С. 91 – 94.

РАЗРАБОТКА МОДЕЛИ ЦИФРОВОГО ПРОФИЛЕМЕРА И ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ ОБРАБОТКИ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ

А.В. Воронов, М.О. Долинин

Научные руководители: к.т.н., доцент К.С. Воронин, к.т.н., доцент, Д.А. Черенцов
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Магистральные трубопроводы в процессе эксплуатации подвергается колоссальной нагрузке со стороны транспортируемых сред, а также разрушающим воздействиям со стороны внешних сил. К концу нормативного срока службы трубопроводы находятся в изношенном состоянии. Большая часть повреждений и аварий на магистральных трубопроводах происходит из-за деформации. Аварии приводят к серьезным экологическим катастрофам, а также к значительным материальным потерям стратегических предприятий.

Исследования, связанные с усовершенствованием и разработкой методов для обнаружения нарушений геометрии магистральных трубопроводов, являются важной и актуальной задачей [3].

Для обнаружения дефектов профиля геометрии магистрального нефтепровода – вмятины, овальности поперечного сечения и гофры, используют электронномеханические способы измерений, применяющиеся во внутритрубных профиломерах. Снаряды профиломеры оборудуются щупами, которые касаются поверхности внутренних стенок трубопровода и фиксируют их геометрию. Изменение угла наклона щупов преобразуется в электрические сигналы, которые после замеров и вычисления записываются на сохраняющем устройстве [1].

Для прохождения профиломера по трубопроводу допустимое проходное сечение трубы должно быть не менее 70 процентов, а угол поворота трубопровода не должен быть менее 90 градусов. Перемещение профиломера по нефтепроводу обеспечивается за счет движения перекачиваемой жидкости. При прохождении снаряда по трубопроводу происходит фиксация информации состояния профиля внутренней стенки. Передняя часть снаряда состоит из бампера, внутри которого установлен приемопередатчик. Вторая часть состоит из манжеты и измерительная системы, которая представляет из себя множество щупов для исследования геометрии внутренней поверхности нефтепровода. Максимальная протяженность трубопровода, который может быть обследован с помощью профиломера, составляет 340 километров [5].

1. Диагностический робот

Проанализировав существующие способы контроля профиля строящегося магистрального трубопровода, получается, что на данный момент существует необходимость внедрения новой технологии для внутритрубной диагностики. Решением является создание роботизированного устройства, способного автономно перемещаться внутри трубопровода, в котором отсутствует перекачиваемая среда, и фиксировать состояние внутренней поверхности трубопровода.

Двигатель питается от аккумуляторов. Движение и ориентация происходит по принципу работы робота-пылесоса, в носовой части установлен ультразвуковой датчик, контролирующий расстояние робота до стенок. Измерение профиля внутренней поверхности трубы происходит за счет лазерного 3D сканера (рис.1). На данный момент создается модель робота на платформе Arduino Mega 2560, программирование производится в среде работы Arduino. Измерительные приборы собираются из:

- шаговый двигатель (NEMA 17 на 200 шагов);
- драйвер для шагового двигателя L298N;
- модуль лазера мощностью 5 мВт (используется от производителя Red Line);
- для питания устройства нужен источник 12 В - 2 А; - веб-камера модели Logitech C270.

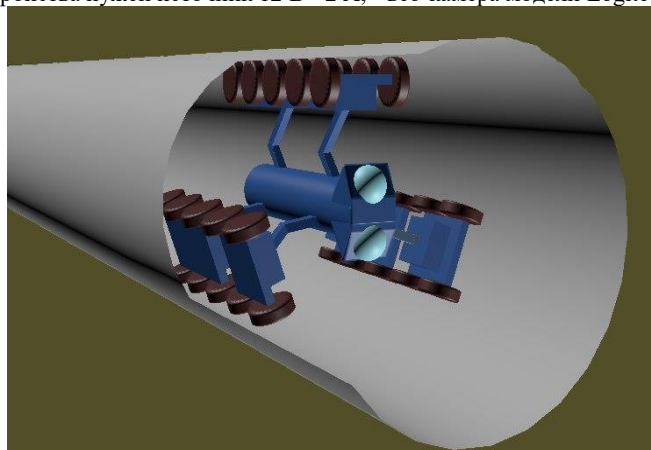


Рис.1 Диагностический робот

2. Цифровой профиломер

Второе решение заключается в изменении существующей конструкции снаряда профиломера. Механические щупы планируется заменить на три ультразвуковых излучателя, закрепленных по корпусу снаряда через каждые 120 градусов. Принцип действия основан на работе морского сонара, когда с помощью ультразвуковых волн замеряется рельеф морского дна (рис.2). Цифровой профиломер, проходя по трубопроводу,

испускает ультразвуковые сигналы, которые отражаются от внутренних стенок трубы и возвращаются к приемнику. Таким образом фиксируется допустимое расстояние до стенки. При наличии дефекта фиксируется изменение расстояния и его расположение.

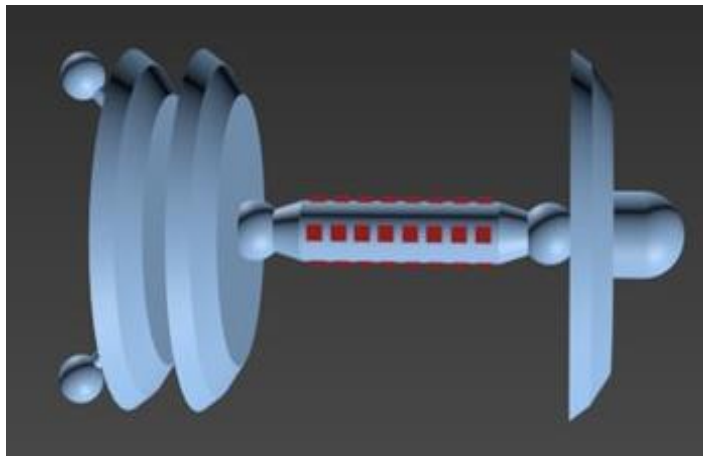


Рис.2 Цифровой профилемер

3. Программное обеспечение

Для максимально быстрой обработки данных и представлении их в наглядной форме, которую сможет понять даже рабочий без специальной квалификации, разрабатывается специальная программа. Полученные после внутритрубной диагностики данные с помощью ПО MATLAB преобразуются в графическую форму. Изображение представляет 3D модель участка трубопровода с точным изображением дефекта (рис.3), 3D модель трубопровода с дефектом. Помимо графического представления данных перед пользователем появляется таблица с точными геометрическими размерами дефекта и его положением. Благодаря чему обработка информации занимает считанные минуты.

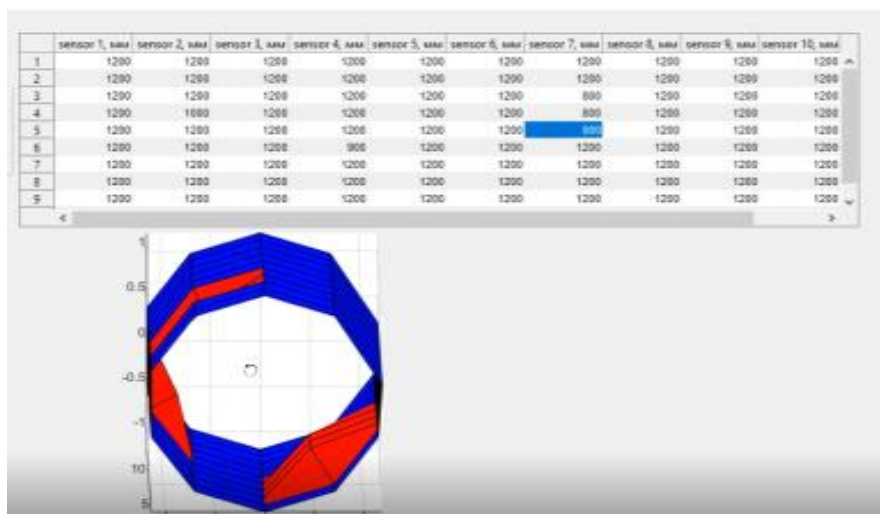


Рис.3 Программное обеспечение

Литература

1. Внутритрубная диагностика [Электронный ресурс]// Studopedia, URL: <http://studopedia.org/4-61865.html> (дата обращения 26.12.2018 г.).
2. Воронин К.С., Дудин С.М., Земенкова М.Ю., Закиров Н.Н., Гладенко А.А. Прогнозирование и оценка опасности нарушения геометрической формы газопровода./ Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 2-3. –С. 32.
3. Гиззатуллин Р.Р. Обеспечение безопасности магистральных трубопроводов с конструктивными элементами, затрудняющими внутритрубную диагностику/Автореферат. Дис. ...канд. тех. наук. – Уфа, 2008г.
4. Земенков, Ю. Д. Эксплуатация линейной части нефтегазопроводов: Учебное пособие [Текст] / Под общей редакцией Ю. Д. Земенкова. –Тюмень: Вектор Бук, 2013 – 294 с.
5. Кабес Е.Н., Воронин К.С., Бранд А.Э. Особенности эксплуатации магистральных нефтепроводов на участках, проложенных в болотистой местности. / В сборнике: Природные и интеллектуальные ресурсы Сибири. Сибиресурс 2014 Материалы XV международной научно-практической конференции. – 2014. –С. 37.
6. Профилемеры многоканальные [Электронный ресурс]// Aprodit, URL: <http://www.aprodit.ru/Aprodit-PVM-ru.html> (дата обращения 26.12.2018 г.).

ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ ТРАНСПОРТИРУЕМОЙ СРЕДЫ НА НАДЕЖНОСТЬ ИЗОЛЯЦИОННОГО
ПОКРЫТИЯ

Т.А. Герасина

Научный руководитель – доцент А.Г. Зарубин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

Согласно официальным статистическим данным, ежегодно на территории России происходит более 20 тыс. аварий, связанных с добычей и транспортировкой нефти. В зависимости от сложности аварии, ее ликвидация может длиться от 60 до 500 ч.

Целью данной работы является исследование влияния транспортируемой среды на надежность изоляционного материала.

В соответствии с целью были поставлены следующие задачи:

– провести гравиметрические измерения и регрессионный анализ образцов до и после взаимодействия с транспортируемой средой;

– исследовать влияние транспортируемой среды на изоляционные покрытия.

В качестве экспериментальных объектов были взяты два образца нефти: (юрский пласт) и нефть из западно-сальмского месторождения [2]. В качестве объектов были взяты по два образца семи типов изоляционных покрытий. К первому типу относится лента термоусаживающаяся ДРЛ-Л, соответствующая требованиям ТУ 2245-032-46541379-2005. Второй тип образцов – манжет термоусаживающийся терморад МСТ, изготовленная в соответствии с ТУ 2245-027-46541379-2004. К третьему типу относится комплект манжеты термоусаживающиеся Донрад МСТ (ТУ 2293-022-46541379-01). Четвертый тип – лента термоусаживающаяся Донрад, соответствующая ТУ 2245-004-46541379-97. Пятый тип образцов соответствует ленте-замок, образцы соответствуют ТУ 2245-030-46541379-2005. Шестой тип – аппликатор, соответствует ТУ 2245-015-46541379-2002. Седьмой тип – лента радиационно-сшитая мастичная донрад-газ, соответствует ТУ 2245-032-46541379-2005. Все образцы полиэтиленовых материалов были взвешены на аналитических весах AND GX-600, 1-го класса точности [1].

На основании гравиметрических измерений образцов полиэтилена был проведен регрессионный анализ. По данным, представленным на рис. 1 и рис. 2 отметим, что изменение массы образцов приблизительно одинаково и не зависит от химического состава нефти.

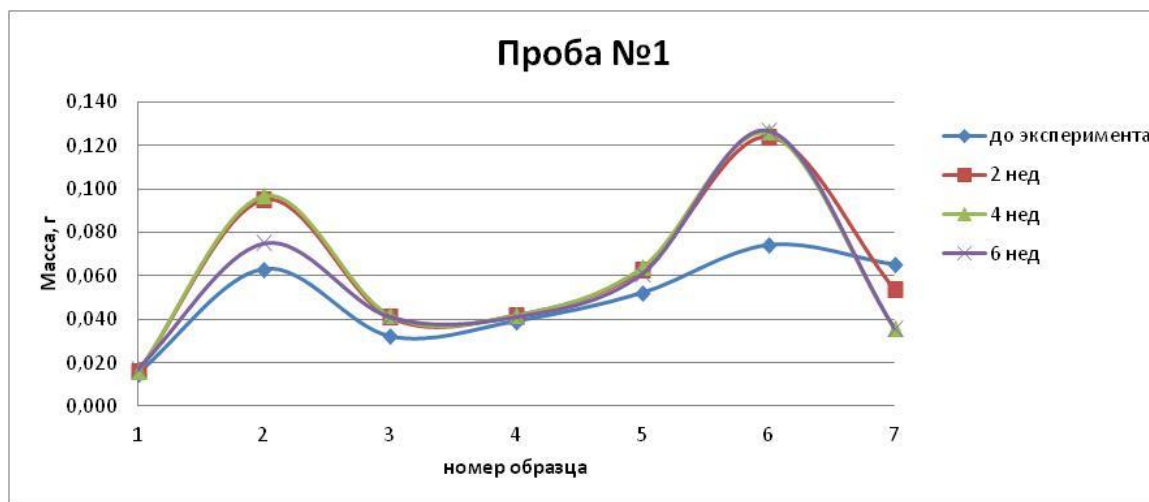


Рис. 1 Образцы в нефти из юрского пласта

1 – Лента термоусаживающаяся ДРЛ-Л; 2 – Манжет термоусаживающийся терморад МСТ; 3 – Манжет термоусаживающиеся Донрад МСТ; 4 – Лента термоусаживающаяся Донрад; 5 – Лента-замок; 6 – Аппликатор; 7 – Лента радиационно-сшитая мастичная донрад-газ

Воздействие агрессивной среды на полиэтилен является диффузионным процессом. Набухание материала связано с разрыхлением структуры, что связано с ухудшением механическим свойств (уменьшение сопротивления разрыву, относительного удлинения и удельной ударной вязкости). Набухание материала наблюдается на образцах 2–6 с различной степенью набухания. В отдельных случаях, также может происходить и снижение веса, если транспортируемая среда вызывает растворение полимера, как наблюдается в образце под номером семь. Если же масса образца изменяется не значительно, то можно считать, что оба процесса идут одновременно, что усложняет процесс наблюдения (образец номер 1).

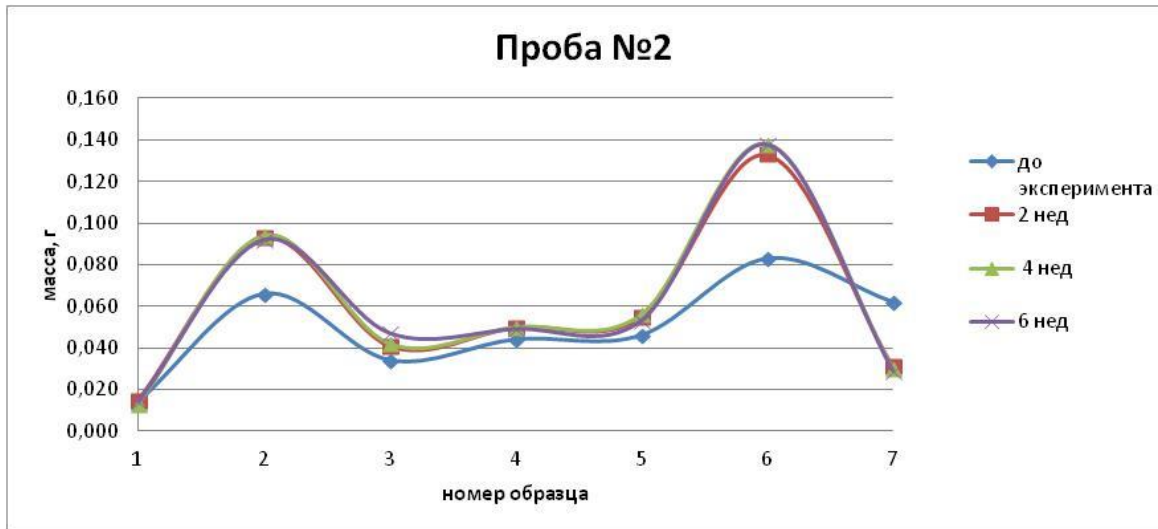


Рис. 2 Образцы в нефти из западно-салымского месторождения

1 – Лента термоусаживающаяся ДРЛ-Л; 2 – Манжет термоусаживающийся терморад МСТ; 3 – Манжет термоусаживающийся Донрад МСТ; 4 – Лента термоусаживающаяся Донрад; 5 – Лента-замок; 6 – Аппликатор; 7 – Лента радиационно-сшитая мастичная донрад-газ

Наибольшему набуханию подверглись образцы 2 и 6, манжета термоусаживающаяся ТЕРМОРАД-МСТ и аппликатор, соответственно. Образец под номером 2 предназначен для защиты сварных стыков, гнутых отводов и соединительных материалов подземных газопроводов при температуре транспортирования до 50 °С. Образец под номер 6 используется для заполнения околошовных зон сварных стыков труб.

Гравиметрические измерения и регрессионный анализ был применен для анализа семи изоляционных покрытий. Исследование надежности покрытий после контакта с нефтью в течение двух и четырех недель наблюдали набухание материала у большинства экспериментальных образцов. А так как изоляционные покрытия этих образцов наносятся на сварные стыки и на близлежащие к ним зоны, то такие материалы должны быть более стойкими к разрушению со стороны транспортируемой жидкости. Следовательно, необходимо использовать образцы изоляционных покрытий под номерами 1, 3, 4 и 5 для изоляции сварных стыков.

Литература

1. ГОСТ 24104-01. Весы лабораторные. – Москва: ИПК Издательство стандартов, 2002. – 7 с.
2. Ращепкин, А.К. Обеспечение безопасности трубопроводов нефтегазового комплекса совершенствованием конструкции и технологии монтажа комбинированных труб из термопластов: Автореферат. Дис. ...канд. тех. Наук. – Уфа, 2007г. – 28 с.

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ ТЕПЛОВОГО СОСТОЯНИЯ НЕФТЕПРОВОДОВ В МНОГОЛЕТНЕМЁРЗЛЫХ ГРУНТАХ АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ

В.В. Голик, Б.В. Моисеев, Д.В. Ковалёв

Научный руководитель – д.т.н, профессор Б.В. Моисеев

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Обустройство и эксплуатация месторождений в арктических условиях требует разработки специальных технологий, конструкций, необходимых технических средств и сооружений, а также технологических схем добычи, подготовки, сбора, хранения и транспорта добываемой углеводородной продукции. Все эти задачи имеют различные решения в зависимости от горно-геологических, гидрометеорологических, инженерно-геологических и экологических условий, а также от наличия производственно-промышленной инфраструктуры. Актуальным вопросом на сегодняшний день является перспектива развития нефтепроводной системы на севере страны, а точнее в арктической зоне. Данные вопросы нашли своё отражения в "Энергетической стратегией России на период до 2030 года" и распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715-р, в котором говорится о важнейших задачах нефтяного комплекса в области трубопроводного транспорта.

В ходе работы над данной тематикой были проанализированы существующие методики расчёта неизотермических нефтепроводом с целью наиболее полно отобразить процесс передачи теплоты от трубопровода в окружающую среду.

СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

На базе кафедры «Транспорт углеводородных ресурсов» Тюменского индустриального университета ведутся исследования тепловых полей нефтепроводов, поведения их в многолетнемёрзлых грунтах арктической зоны и мониторинг характеристик надежности нефтепроводов, проложенных подземным способом. Были проанализированы работы авторов Порхаева Г.В., Соколова Е.Я., Шаповала А.Ф., Налобина Н.В. и др., а также руководящие документы ОАО «АК «Транснефть», отвечающие за расчеты объектов магистральных нефтепроводов.

Под руководством профессора Б.В. Моисеева, представлена методика для расчёта и моделирования, тепловых полей нефтепровода. У нее есть ряд преимуществ перед другими существующими методиками:

- высокая точность вычислений;
- достаточно большой объем информации о режимах неизотермических жидкостей;
- учет при расчётах изменение режимов течения жидкости.

Методика представлена в виде различных аналитических зависимостей математических моделей и программ. Общий алгоритм проведения исследования нефтепровода представлен на рис.1.

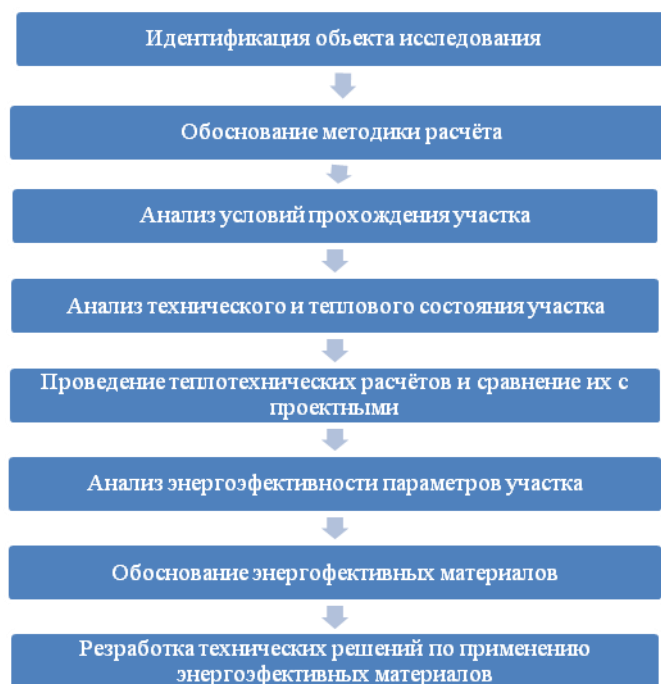


Рис.1. Общий алгоритм проведения исследования

Для проведения исследования был взят участок трубопровода Ярудейского месторождения. Выбор данного объекта был обусловлен климатическими условиями табл.1, характеристикой грунта и особенностями прокладки нефтепровода.

На основе выбранной ранее методики были проведены расчёты действующих нефтепроводов, прокладываемых в многолетнемёрзлых грунтах. Расчёты проводились для участка магистрального нефтепровода Ярудейского месторождения длиной 80 км.

Таблица 1

Климатическая характеристика района исследования

Характеристика	Надым	Н-Уренгой
Среднегодовая температура наружного воздуха, °С	-6,6	-7,8
Среднегодовая температура летнего периода, °С	10	10
Среднегодовая температура зимнего периода, °С	-14,9	-16,6
Абсолютный максимум температуры наружного воздуха, °С	35	34
Абсолютный минимум температуры наружного воздуха, °С	-60	-63
Средняя амплитуда изменения температуры, °С	24,9	26,6
Число дней в году с отрицательной температурой	229	136
Средняя скорость ветра (январь/июль) м/с	4,5/4,0	4,6/4,1
Максимальная скорость ветра м/с	5,0	5,3

Проведены расчёты более энергоэффективной трубы имеющей в дополнение к ППУ изоляции бетонированный слой. Особое внимание уделялось параметрам, которые влияют на изменение геокриологических параметров, что может повлиять на общую надежность нефтетранспортной системы. В данной работе оценивались параметры, влияющие на температуру перекачиваемой жидкости и на последующее выделение теплоты в грунт.

Основные зависимости потери теплоты по длине трубопровода и температура внешнего слоя изоляции нефтепровода представлены в табл. 2.

Вычисления производились в программах Excel и MATLAB, с последующей аналитической проверкой.

Таблица 2

Расчётные параметры исследуемых трубопроводов

Наименование размерностей	Единицы измерения	Многослойный обетонированный нефтепровод	Нефтепровод с ППУ изоляцией
Наружный диаметр d	м	0,639	0,503
Коэффициент теплопроводности k	Вт/м*К	0,176	0,599
Термическое сопротивление R	Вт/м*К	5,676	1,658
Внешняя температура трубы $t_{ст\ тр}$	°С/К	0,95/273,95	17/290,
Начальная температура продукта на участке T_n	°С/К	55/328	
Конечная температура на участке T_k	°С/К	51/327	43/316

В настоящее время действительно существует проблема с растеплением многолетнемёрзлых грунтов и непосредственной деформацией трубопровода. Результаты исследований, в частности методики обоснования применения обетонированных трубопроводов, позволят повысить энергоэффективность транспорта и снизить влияние на теплофизические свойства грунта.

По результатам расчётов было выявлено, что температурные поля трубопроводов при одинаковых условиях прокладки существенно различаются. В случае прокладки с использованием многослойных обетонированных трубопроводов влияние температурного поля на многолетнемёрзлые грунты незначительно.

Литература

1. Земенков Ю.Д., Моисеев Б.В., Илюхин К.Н., Налобин Н.В. Математическое моделирование взаимодействия наземных трубопроводов с окружающей средой// Известия вузов. Нефть и газ. 2014.– № 2. – С. 51 – 56.
2. Порхаев Г.В., Александров Ю.А. Пособие по теплотехническим расчётам санитарно-технических сетей, прокладываемых в вечномёрзлых грунтах. – Стройиздат, 1971. – 73 с.
3. РД-75.180.00-КТН-198-09. Унифицированные технологические расчеты объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов.
4. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети/ Е.Я. Соколов. – М.: Издательство МЭИ, 2001. – 472 с.
5. СНиП 41-03-2003. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов/ Госстрой РФ. – М.: 2004. – 29с.
6. Справочник по строительству на мерзлых грунтах/ Под ред. В.В. Докучаева. – Л.: Стройиздат. Ленингр. отделение, 1977. – 552 с.
7. Чикишев В.М., Шаповал А.Ф., Моисеев Б.В. и др. Энергосберегающие технологии, оборудование и материалы при строительстве объектов в нефтегазодобывающем регионе Западной Сибири. – С.Пб.: ООО «Недра», 2004. – 270 с.

РАЗВИТИЕ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ СТОЙКОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ К БИОКОРРОЗИИ

С.А. Гузенко

Научный руководитель – доцент О.Н. Зарубина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Коррозия металла – одна из самых главных проблем в трубопроводном транспорте нефти и газа, которая поднимает большое количество вопросов, адресованных науке. Как уменьшить воздействие коррозии на трубопровод? Какие методы необходимо использовать? Подобные проблемы требуют рациональных научных и инженерных решений, речь о которых и пойдет в следующем исследовании.

Результат коррозии в общем смысле представляет собой потерю металлической части трубопровода с течением времени, постепенное утонение стенки трубы, и в итоге – аварию на объекте магистрального транспорта углеводородов, как следствие – значительные экономические затраты и вред для окружающей среды. Причины утонения металла могут быть различными: электрохимические процессы в грунте, агрессивные химические вещества на поверхности трубопровода, а также воздействие микроорганизмов и продуктов их жизнедеятельности. На основе длительного опыта эксплуатации магистральных трубопроводов можно сделать вывод, что самым непредсказуемым источником разрушения металлической части трубопроводов является биологическая коррозия, так как невозможно предугадать, в какой области микроорганизмы будут наиболее активно развиваться, к тому же, характер повреждений при такой коррозии в преобладающем числе случаев – язвенный и питтинговый [3], то есть разрушение идет целенаправленно внутрь стенки трубопровода и быстро достигает внутренней полости, что приводит к непредсказуемым авариям и утечкам.

Именно из-за непредсказуемого характера разрушения металла исследование посвящено повышению стойкости магистральных нефтепроводов к биокоррозии. Главная цель исследования – увеличить стабильность и общую надежность работы нефтепроводов.

СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

Общие принципы подавления коррозии на объектах магистрального транспорта углеводородов заключаются во внешней изоляции трубопровода, использовании средств ЭХЗ и дренажной защиты для предотвращения образования анодных участков. Параметры каждой станции катодной защиты определяются в соответствии с ГОСТ Р 51164-98, в том числе определены поправки защитных потенциалов на грунты с возможным протеканием микробиологической коррозии.

Причиной микробиологического воздействия на металл трубопровода являются продукты жизнедеятельности, которые образуют бактерии в непосредственной близости от магистрального объекта. Такие бактерии широко распространены и развиваются преимущественно в илистых, глинистых, болотных грунтах, сточных водах, нефтяных скважинах, донных осадках, почвах.

Существует два вида бактерий, представляющих опасность для магистральных объектов – аэробные и анаэробные. К аэробным микроорганизмам относят железобактерии (ЖБ), серобактерии или тионовые (ТБ). Жизнедеятельность таких микроорганизмов протекает исключительно в присутствии кислорода. К анаэробным относят сульфатвосстанавливающие бактерии (СВБ), их жизнедеятельность может происходить и в полном отсутствии кислорода. Аэробные и анаэробные бактерии имеют общую среду обитания, и поэтому зачастую развитие одних создает благоприятные условия для развития других.

Минимальный защитный потенциал относительно насыщенного медно-сульфатного электрода сравнения на участках с возможным возникновением микробиологической коррозии относительно медно-сульфатного электрода сравнения (МСЭ) составляет минус 1,05 В [1].

В данной работе для выявления возможных химических реакций между материалом трубопровода и продуктами жизнедеятельности бактерий были проведены расчеты потенциалов реакций на основе уравнения Нернста.

Например, для реакции: $\text{FeS} + 2\text{H}^+ + 2\text{e} = \text{Fe} + \text{H}_2\text{S}$

$$E = E_0 + \frac{0,059}{n} \lg \frac{[\text{H}^+]}{[\text{H}_2\text{S}]} = E_0 - \frac{0,059}{n} \text{pH} - \frac{0,059}{n} \lg [\text{H}_2\text{S}]$$

$$\begin{aligned} \Delta G(\text{FeS}) &= -100,8 \text{ кДж/моль} \\ \Delta G(\text{H}_2\text{S}) &= -33,8 \text{ кДж/моль} \\ \Delta G(\text{реакции}) &= (\Delta G(\text{Fe}) + \Delta G(\text{H}_2\text{S})) - \Delta G(\text{FeS}) = \\ &= (0 - 33,8) - (-100,8) = 67,0 \text{ кДж/моль} \\ E_0 &= -\frac{\Delta G}{nF} = -\frac{67,0}{2 \cdot 96,55} = \frac{67,0}{193,1} = -0,35 \text{ В} \end{aligned}$$

Например, при pH=6 и $P_{\text{H}_2\text{S}} = 0,01$ Па, получаем:

$$E = -0,35 - \frac{0,059}{2} \cdot 6 - \frac{0,059}{2} \cdot \lg[0,01] = -0,47 \text{ В}$$

Т.е. выше этого потенциала протекает реакция с формированием FeS.

Аналогично были проведены расчеты для реакций с H_2SO_4 , S, H_2SO_3 . Результаты расчетов представлены в таблице 1.

Таблица 1

Результаты расчетов потенциалов реакций

Реакция с участием продуктов жизнедеятельности ТБ, ЖБ и СВБ	Потенциал водородного сравнения E, В	Потенциал относительно насыщенного медно-сульфатного электрода сравнения φ, В
$\text{FeS} + 2\text{H}^+ + 2\text{e}^- = \text{Fe} + \text{H}_2\text{S}$	-0,47	-0,13
$\text{FeSO}_4 + 2\text{H}^+ + 2\text{e}^- = \text{Fe} + \text{H}_2\text{SO}_4$	2,44	2,78
$\text{FeSO}_3 + 2\text{H}^+ + 2\text{e}^- = \text{Fe} + \text{H}_2\text{SO}_3$	2,5	2,84
$\text{FeS} + 2\text{H}^+ + 2\text{e}^- = \text{Fe} + \text{S}$	0,52	0,86

На основе результатов произведенного расчета (табл. 1) можем сделать вывод, что реакции возможны, поэтому возникает необходимость защиты металлической части трубопровода от продуктов жизнедеятельности бактерий.

В соответствии с ГОСТ Р 51164-98 минимальное значение защитного потенциала для почв с возможным протеканием микробиологической коррозии составляет минус 1,05 В, при этом значения защитного потенциала на реальных объектах задаются с запасом, ниже этого значения. Однако, сравнив это значение с расчётами можно сделать вывод, что достаточно значения в минус 1,05 В, чтобы вышеприведенные реакции на поверхности металла трубопровода не протекали.

Литература

- ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.
- Дихтяр Ю. Разработка сернистой технологии утилизации железогидратного сырья // Научно-методический журнал Исследователь/Researcher – Москва, 2009. – № 3-4.
- Chesnokova M.G., Shalaj V.V. Analysis of corrosion defects on oil pipeline surface using scanning electron microscopy and soil thionic and sulfate-reducing bacteria quantification // International Conference on Oil and Gas Engineering, OGE-2016 – Omsk, 2016.

4. ГОСТ 9.039-74. Коррозионная агрессивность атмосферы.
5. Баранов А.Н., Тимофеева С.С., Зубарев Л.Д. Комплексная технология утилизации осадков сточных вод гальванических производств // Химия и технология воды. – 1991. – Т. 13. – № 1. – С. 68 – 70.
6. Баранов А. Н., Лобова П. А., Комова Е. М. Влияние биокоррозии на объекты нефтегазодобычи и способы их антикоррозионной защиты // Известия вузов. Прикладная химия и биотехнология. – 2015. – №. 1 (12).
7. Ярославцева О. В. и др. Теория и технология электрохимических методов защиты от коррозии: учебно-методическое пособие. – 2016.

АНАЛИЗ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ДЕФЕКТОВ В ПРОЦЕССЕ ДЛИТЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

М.И. Давыденко, Ю.Э. Ярославова

Научный руководитель – доцент М.Н. Назарова

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

Основное направление развития газовой отрасли – применение современных и инновационных материалов в строительстве газотранспортных сетей. Преимущество в этом направлении остается за использованием полиэтиленовых труб в системе транспорта газа. Однако повсеместное введение полимерных труб ограничивается недостаточной степенью изученности их поведения при эксплуатации, их надежности и аварийности.

Цель исследования – выявление наиболее вероятных дефектов, возникающих в процессе эксплуатации полиэтиленовых газопроводов, а также их влияния на состояние газопровода.

В процессе исследования решались такие задачи: анализ существующей документации по определению дефектов на трубопроводах; сбор информации о зарегистрированных эксплуатационных дефектах на полиэтиленовых газопроводах; статистический анализ данных для выявления наиболее вероятных эксплуатационных дефектов в условиях работы полиэтиленовых трубопроводов.

Согласно п. 5 [1] все дефекты газопроводов делятся на 6 групп. Из них к эксплуатационным дефектам, которые могут возникнуть на полимерных газопроводах, можно отнести дефекты геометрии труб (вмятина, гофр, кривизна, овальность).

Как правило, основной причиной возникновения вмятин на поверхности трубы является контакт объекта с внешним телом твердой основы без острых углов и кромок. Для полиэтиленовых газопроводов достаточно велика возможность возникновения вмятин на верхней поверхности в результате потери прочности материала трубопровода под действием статической нагрузки от веса вышележащего грунта [2].

Гофры представляют собой складки поверхности газопровода. Основная причина возникновения – холодный изгиб труб. В процессе эксплуатации образуются в местах изгиба газовой трассы. Исходя из свойств материала труб, вероятность возникновения гофр на полиэтиленовых газопроводах больше, чем на стальных. Объясняется это меньшей устойчивостью стенки трубы из полимерного материала к пластическим деформациям под воздействием грунтов и большей податливостью материала к пластическим деформациям.

Кроме того, часто к эксплуатационным дефектам относят дефекты, возникающие в результате механического воздействия на газопровод – линейно-протяженные дефекты. Линейно-протяженные дефекты относятся к поверхностным повреждениям трубопровода, характеризующимся значительной протяженностью – царапины, задиры [3].

Еще одним видом эксплуатационных дефектов, имеющим вероятность возникновения в условиях работы полиэтиленовых труб, являются осевые отклонения. К осевым отклонениям трубы относятся всплывшие участки трубопровода. Если часть газопровода находится в обводненном грунте и при этом имеет выход на поверхность, то он классифицируется как всплывший участок.

На основании данных о зарегистрированных дефектах из информационных бюллетеней [4] была построена гистограмма распределения количества зарегистрированных дефектов по годам. Также была построена линия тренда, описывающая изменения количества зарегистрированных дефектов. Гистограмма представлена на рис.1.



Рис. 1 Гистограмма распределения числа зарегистрированных дефектов по годам

По углу наклона линии тренда можно судить об отрицательной тенденции возникновения дефектов на полиэтиленовых газопроводах, а коэффициент корреляции равный 0,8 говорит о достоверности полученной линии

тренда для описания изменения количества возникающих дефектов при эксплуатации полиэтиленовых газопроводов.

Отрицательная тенденция возникновения дефектов связана с повышением качества обслуживания ПЭ трубопроводов, получением большего количества информации об особенностях их эксплуатации, а также повышением качества процессов строительства ниток газопроводов из полимерных материалов. На основании полученных данных была построена диаграмма процентного соотношения эксплуатационных дефектов разного типа, возникающих на полиэтиленовых газопроводах. Диаграмма представлена на рис. 2.



Рис. 2 Круговая диаграмма соотношения различных эксплуатационных дефектов

Как видно из полученной диаграммы, наибольшее количество обнаруженных эксплуатационных дефектов относятся к категории линейно-протяженных. Для всех годов, за исключением 2009, наблюдается преобладание данного рода дефектов (от 46 до 77 %). Наличие таких дефектов значительно влияет на напряженно-деформированное состояние газопровода. В поле напряжений появляются участки концентрации напряжений в зоне наличия дефекта, поле напряжений искажается и появляется значительная вероятность возникновения трещин растрескивания под действием концентраторов напряжений, утечек газа из трещин и аварийных ситуаций. Таким образом, наличие эксплуатационных дефектов такого типа значительно влияет на надежность и аварийность эксплуатации полиэтиленовых газопроводов и ведет за собой необходимость тщательного контроля за их возникновением и своевременным устранением.

Вторым по периодичности возникновения видом эксплуатационных дефектов являются дефекты геометрии трубы (для всех рассмотренных годов процент дефектов геометрии от общего числа обнаруженных эксплуатационных дефектах лежит в промежутке от 14 до 50 %). Как было сказано ранее, они не оказывают существенного влияния на поле напряжений в сечении трубопровода, однако ведет за собой возникновение необратимых пластических деформаций, которые в свою очередь ведут к потере прочности и устойчивости материала, и как следствие, разрушение газопровода. Количество обнаруживаемых дефектов геометрии имеет достаточно большое значение по отношению к общему количеству обнаруживаемых дефектов, именно поэтому они также должны подвергаться постоянному контролю возникновения и в обязательном порядке учитываться при оценке остаточного ресурса газопровода. Наличие таких дефектов может послужить источником возникновения аварийных ситуаций на линии газотранспорта, таких как потеря прочности газопровода и полного его разрушение с выходом газа на поверхность и его возгоранием.

Итак, в данной работе был проведен статистический анализ вероятности возникновения различного рода эксплуатационных дефектов. На основании собранной информации был сделан вывод о том, что тенденция по возникновению эксплуатационных дефектов на полиэтиленовых газопроводах имеет склонность к снижению, тем самым объясняя развитие газовой промышленности в области применения полиэтиленовых труб. По полученным данным наиболее вероятно возникающим видом эксплуатационных дефектов является линейно-протяженные дефекты (царапины и задиры), оказывающие значительное влияние на поле напряжений трубопровода и влияющие на его надежность и аварийность эксплуатации. Именно поэтому необходим полноценный контроль за возникновением такого рода дефектов и постоянным отслеживанием состояния полиэтиленового газопровода при их наличии. Вторым наиболее распространенным видом признаны дефекты геометрии труб, наличие которых способствует уменьшению срока службы полиэтиленовых газопроводов за счет снижения прочностных характеристик материала, и, как следствие, тоже требуют особого контроля за их возникновением и за состоянием газопровода в процессе эксплуатации при их наличии.

Литература

1. ПАО «Газпром»: «Инструкция по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании магистральных газопроводов».
2. СП 42-103-2003 Проектирование и строительство газопроводов из полиэтиленовых труб и реконструкция изношенных газопроводов.
3. СТО 45167708-01-2007 Проектирование и строительство полиэтиленовых газопроводов давлением до 1,2 МПа и реконструкция изношенных газопроводов.
4. Интернет ресурс - <https://ib.safety.ru> («Архив информационных бюллетеней») (дата обращения 22.11.2017).

АНАЛИЗ СПОСОБОВ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОЙ РАБОТЫ ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Е.В. Демченко

Научный руководитель – доцент Н.А. Антропова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Проблема обеспечения надежной и безопасной работы подводных переходов магистральных нефтегазопроводов на сегодняшний день является достаточно актуальной. Это связано, прежде всего, с большим количеством водных преград, пересекаемых трубопроводами, а также сложностью проектирования, строительства и проведения ремонтно-восстановительных и диагностических работ. На участках подводных переходов в значительно большей степени возможна опасность повреждения трубопровода от гидродинамического воздействия потока, ледохода, а также якорями и волокушами судов и плотов.

На основе данных, полученных по результатам анализа причин аварий на подводных участках трубопроводов, было выявлено, что в 70 % случаев аварии происходили вследствие деформации русла водоема, что приводило к последующему размыву грунта и оголению металла труб. Оставшиеся 30 % аварий произошли из-за механических повреждений якорями судов (12 %), потери устойчивости и выхода трубопровода из проектного положения (7 %), брака в процессе сварки монтажных стыков (3,5 %), а также коррозии металла труб, осадки набережной, нарушения правил эксплуатации [2]. При этом большая часть повреждений происходила вследствие смещения оси трубопровода относительно проектного положения.

Среди основных причин потери стабилизации положения подводного участка магистрального трубопровода можно выделить следующие факторы: размыв грунта засыпки и его излишнее обводнение, меандрирование реки, неверные и неполные данные гидрологических, инженерно-геологических и топографических изысканий, а также недоучет различных сил и воздействий и нарушение технологии выполнения строительно-монтажных работ.

Преждевременное размывание грунта зачастую связано с неправильным выбором створа подводного перехода, что в свою очередь может быть связано с недостаточной изученностью руслового процесса реки, а также неточностью данных по результатам предпроектных изысканий. Особого внимания в данном случае заслуживают реки со свободным меандрированием, для которых створ подводного перехода должен выбираться с учетом характеристик смещения русла на основании данных прошлых лет, а также прогнозирования изменения русла реки на период рассчитываемого срока эксплуатации. При этом при выборе створов переходов необходимо избегать следующих участков рек: ниже слияния основного русла и притока реки, с широкой зоной блуждания русла на низкой пойме, в местах возможного прохождение по руслу «критических» расходов воды, ниже зоны искусственного сужения русла дамбами мостов, с ярко выраженными и сложными русловыми процессами [4]. Для профилактики размыва грунта засыпки возможно применение каменной наброски, а также осуществление своевременной подсадки трубопровода.

После выбора створа подводного перехода нефтегазопровода необходимо определить его профиль и величину заглубления в грунте, которая не должна приводить к оголению трубопровода как в русловой, так и в береговой зонах. При этом в расчетах необходимо учитывать возможное обводнение грунта и при необходимости увеличить вес трубопровода за счет дополнительных пригрузов.

Нарушение естественного состояния грунта при производстве земляных работ также способствует преждевременному оголению участков трубопровода, так как при разрыхлении происходит разрыв структурного сцепления и органических связей почвы, что приводит к тому, что в течение первых трех лет после окончания строительства грунт осыпается и уносится течением. Решением данной проблемы является учет угла внутреннего трения разрыхленного грунта засыпки при планировании профиля траншеи, а также берегоукрепление с помощью различных средств (установка железобетонных плит, высадка растений и пр.) [1].

Вышеприведенные факторы относятся к обеспечению безопасности подводных переходов магистральных трубопроводов на стадии проектирования и по большей части связаны с данными, полученными по результатам изысканий. Очевидно, что неполные или неверные данные способны послужить причиной возникновения ошибок в процессе проектирования подводного перехода, что может привести к возникновению аварийной ситуации. Во избежание этого необходимо обеспечить тщательный контроль качества предпроектных изысканий.

Выход подводного трубопровода за границы допустимых значений во время строительно-монтажных работ также является достаточно распространенной причиной возникновения аварий и неисправностей. Такие проблемы, как брак отдельных видов работ или изменение проектных решений при производстве работ возможно решить за счет ужесточения строительного контроля, однако помимо этого существуют более сложные факторы, влияющие на стабилизацию положения трубопровода. Одной из таких причин является увеличение выталкивающей силы, действующей на трубопровод, за счет образования разжиженного грунта. Это связано с тем, что стандартные методы засыпки подводных трубопроводов (такие как последовательное рефулирование грунта земснарядами по пульпопроводу, сброс грунта саморазгружающимися шаландами и пр.) предполагают последовательную засыпку траншей, при этом зачастую не учитывается тот факт, что грунт, попадая в воду, вызывает увеличение ее плотности, за счет чего возрастает выталкивающая сила, под действием которой трубопровод поднимается выше проектной отметки, что приводит к его последующему всплытию. При этом изменение плотности воды будет зависеть не только от вида грунта, предназначенного для засыпки, но и от способа обратной засыпки. Также одним из важнейших факторов, способствующих распространению взвешенного грунта в воде, является наличие течения, приводящего к увеличению зоны действия повышенной выталкивающей силы.

В качестве решения данной проблемы может быть предложена схема предотвращения выхода трубопровода из проектного положения в процессе обратной засыпки, при которой трубопровод в первую очередь засыпается закрепляющими грунтовыми перемычками, ограничивающими возможность его всплытия и изменения проектного положения, после чего осуществляется дальнейшая засыпка участков между перемычками (рис. 1). Протяженность грунтовых перемычек l и расстояние между ними L определяются расчетным путем. Помимо грунтовых перемычек также возможно использование железобетонных или металлических пригрузов на забалластрированном трубопроводе, которые устанавливаются временно, на период проведения работ по засыпке трубопровода, после чего демонтируются. Применение таких пригрузов носит многоразовый характер (рис. 2) [3].

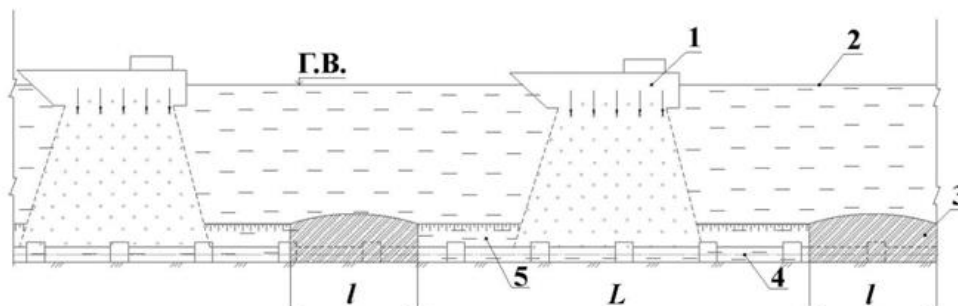


Рис. 1 Схема засыпки уложенного в подводную траншею трубопровода закрепляющими грунтовыми перемычками: 1 – саморазгружающаяся шланда; 2 – вода; 3 – закрепляющая грунтовая перемычка; 4 – забалластрированный трубопровод; 5 – траншея; l – длина закрепляющей перемычки; L – расстояние между закрепляющими перемычками

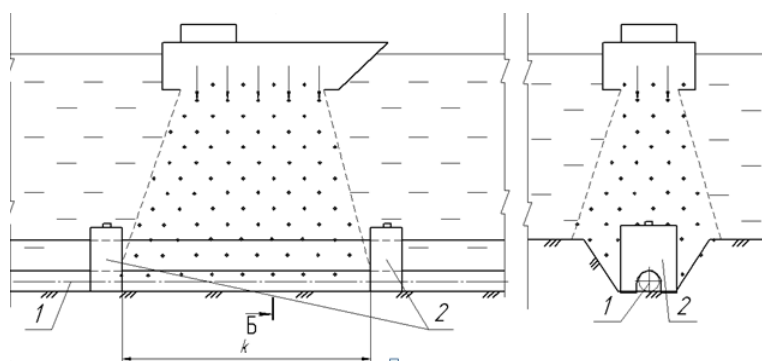


Рис.2 Схема засыпки трубопровода, уложенного в подводную траншею, с использованием временных пригрузов: 1 – уложенный в траншею и забалластрированный трубопровод; 2 – временные железобетонные или металлические пригрузки; k – расстояние между временными пригрузами

Таким образом, можно сделать вывод, что для предотвращения потери стабилизации положения подводного перехода магистрального трубопровода и выхода его из проектного положения, необходимо обеспечить тщательный контроль качества предпроектных изысканий, направленных, прежде всего, на прогнозирование поведения русла реки, а также учитывать возможную обводненность грунта в период проектирования. Также была приведена рациональная схема обратной засыпки подводного трубопровода, которая не позволяет трубопроводу изменять свое положение вследствие увеличения выталкивающей силы за счет разжижения грунта и последующего увеличения плотности воды.

Литература

1. Бородавкин П.П. Подземные магистральные трубопроводы (проектирование и строительство). – М.: Недра, 1982. – 384 с.
2. Гумеров А. Г., Азметов Х. А., Гумеров Р. С. Техническая эксплуатация подводных переходов трубопроводов. – М.: НЕДРА, 2003.
3. Кожаева К.В. Обеспечение стабилизации проектного положения подводных переходов газонефтепроводов: дис. ... канд.техн.наук. – Уфа, 2017. – 139 с.
4. Вайншток С.М., Новоселов С.М., Прохоров А.Д., Шаммазов А.М. и др Трубопроводный транспорт нефти / Учеб. для вузов: В 2 т. – 2-е стер. изд. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – Т. 2. – 621 с.:ил.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ТРАНСПОРТИРОВКИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ С ПОМОЩЬЮ МОДЕЛИ В СРЕДЕ ГРАФИЧЕСКОГО ПРОГРАММИРОВАНИЯ

А.А. Кириллин, М.А. Мисюн

Научный руководитель – доцент В.К. Никульчиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Проблема транспортировки высоковязкой нефти в связи с увеличением ее добычи в общем объеме, является актуальной и важной задачей. Протяжённость трубопроводов достигает нескольких сотен километров, создать оптимальные термобарические условия по всему участку крайне сложно, в результате чего высоковязкая нефть претерпевает многократные изменения дисперсности, что отражается на ее вязкостных свойствах. Всё это вызывает резкие колебания гидродинамического сопротивления трубопроводной аппаратуры и, как следствие, увеличению затрат энергии и финансовых затрат, что делает транспорт таких нефтей менее эффективным и экономически выгодным [1].

На сегодняшний день не существует универсальной модели, способной описать все критерии и особенности транспортировки высоковязкой нефти по трубопроводу с учётом пресеченной местности. Для нестационарных течений часто применяют какие-либо допущения или предположения ввиду того, что получить простые расчётные формулы для сложной трубопроводной системы не всегда возможно [3]. Важную роль для выбора экономически оптимальных и безопасных режимов транспортировки нефти по магистральным трубопроводам играют теплогидравлические расчеты технологических режимов перекачки неизотермических трубопроводов и нефтей со сложной реологией [2].

Таким образом, целью данной работы является разработка модели транспорта высоковязкой нефти на участке трубопровода в условиях пресеченной местности с помощью пакета графического программирования. Программной средой был выбран пакет LabView.

Объектом исследования является нефтепровод в условиях пересечённой местности. Предварительно подогретая до некоторой температуры нефть, двигаясь по трубопроводу, будет отдавать свое тепло через металл трубы и изоляцию в окружающую среду, и температура нефти будет понижаться. Расход нефти, её начальная температура на входе в трубопровод и условия теплообмена не меняются во времени. При этих предположениях тепловой и гидравлический режимы перекачки можно считать установившимися. При установившемся режиме течения температура в сечении трубопровода остается постоянной и меняется только от сечения к сечению трубы.

Основными характеристиками «горячего» нефтепровода являются температура, давление, а также вязкость и плотность нефти.

Уравнение, описывающее изменение температуры в потоке нефти называется уравнением Шухова (1).

$$Gc_v \frac{dT}{dx} = \pi DK(T_2 - T) \quad (1)$$

Для описания гидравлического режима обозначим потери полного напора на участке между двумя сечениями трубопровода через dH . Для турбулентного режима (2), для ламинарного режима (3).

$$\Delta H(L) = \frac{0,0247Q^{1,75} v_*^{0,25} L \exp\left[-\frac{1}{4} a(T_2 - T_*)\right] \int_{x_0}^{x_K} \frac{\exp\left[-\frac{1}{4} aT_2(x-1)\right]}{(x-1)} dx, м \quad (2)$$

$$\Delta H(L) = \frac{4,15Qv_*L \exp\left[-a(T_2 - T_*)\right] \int_{x_0}^{x_K} \frac{\exp\left\{-a\left[1 - \frac{1}{3} \frac{K}{\alpha}\right](x-1)\right\}}{(x-1)} dx, м$$

$$x_0 = \frac{T_0}{T_2}; \quad x_K = \frac{T_K}{T_2}; \quad \Delta H(L) = H_0 - H_K \quad (3)$$

Для определения вязкости и плотности (5) по длине нефтепровода были использованы зависимости, описанные уравнением Рейнольдса-Филонова (4).

$$v(T) = v_* \exp\left[-a(T - T_*)\right], \quad (4)$$

$$\rho(T) = \rho_0 \left[1 + \xi(20 - T)\right] \quad (5)$$

Виртуальная модель нефтепровода разбита на 5 участков заданной длины и угла наклона к горизонту. Модель реализует расчёт основных параметров перекачки: давления, температуры, плотности и вязкости нефти в заданных точках разбиения, а также позволяет определить режим течения нефти на каждом из участков, потери

СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

напора и необходимость установки дополнительной станции подогрева. Выходные данные для каждого участка являются входными данными для следующего.

К исходным данным для расчёта «горячего» нефтепровода относятся:

- длина участков разбиения и угол наклона к горизонту;
- диаметр и толщина стенки трубопровода;
- массовый расход;
- температура окружающей среды (грунта);
- температура застывания нефти;
- температура первоначального подогрева;
- вязкость при известной температуре;
- плотность и вязкость при 20 °С;
- плотность и концентрация разбавителя;
- начальное давление в нефтепроводе.

На рис. 1 изображен интерфейс программы, который поделён на две вкладки. Вкладка «Нефтепровод» позволяет вводить исходные данные и наблюдать выходные параметры перекачки.

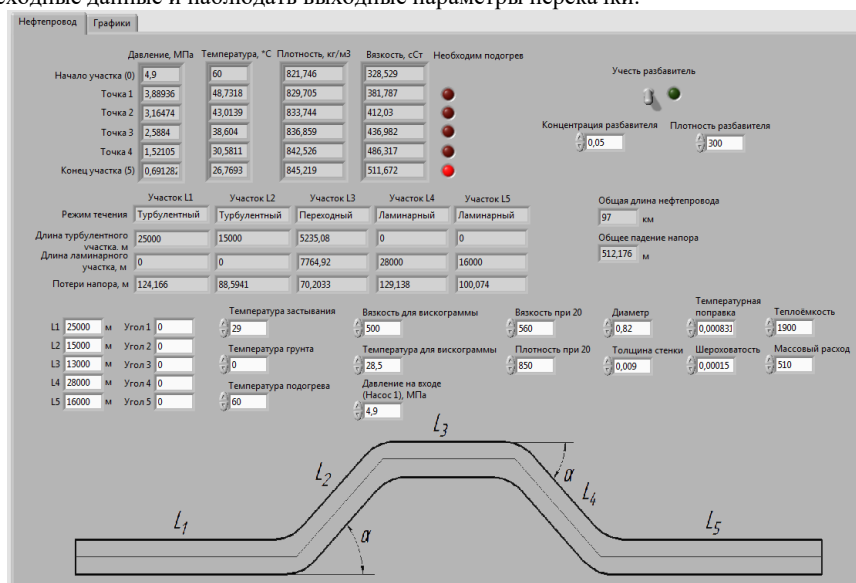


Рис. 1 Интерфейс программы

Для того, чтобы облегчить задачу моделирования в настоящее время широко используются методы компьютерного моделирования динамических систем с помощью программных средств. Данная работа выполнена в среде графического программирования LabVIEW.

Было разработано программное обеспечение, которое позволяет по выведенной математической модели транспортировки высоковязкой нефти, отслеживать основные параметры такие как: температура, давление, вязкость и плотность по всей длине трубопровода, а также определять режимы течения и необходимость дополнительного подогрева на участках. Данная виртуальная модель также может быть использована в качестве основы при постановке лабораторных работ, а также в качестве источника данных при развитии проекта, которые могут повысить эксплуатационную надежность проектируемых нефтепроводов.

Литература

1. Абрамзон Л.С. и др. Трубопроводный транспорт высоковязких и высокозастывающих нефтей // В кн.: ТНТО Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1968. – 92 с.
2. Алиев Р.А. Трубопроводный транспорт высокозастывающих нефтей с жидкими углеводородными растворителями / Р.А. Алиев, Э.М. Блейхер – М.: ВНИИОЭНГ, 1970. – 88 с.
3. Асатурян А.Ш. и др. Гидротранспорт вязких нефтей по трубопроводам // Нефтяное хозяйство. – 1965. – № 7. – С. 83 – 86.
4. Банатов В.В. Реологические свойства вязких нефтей и нефтепродуктов и их регулирование комплексными методами воздействия. – Тюмень, 2003. – 164 с.
5. Бутырин П.А. Автоматизация физических исследований и эксперимента: компьютерные измерения и виртуальные приборы на основе Lab VIEW 7/ Под.ред. Бутырина П. А. -М.: ДМК Пресс, 2005. – 264 с.
6. Салимов З.С. Влияние механических воздействий на физические свойства высоковязкой нефти // Химия и технология топлив и масел. – 2001. – № 6. – С. 22 – 23.
7. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия. – М.: Стандартинформ, 2006. – 12 с.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕПЛО ВЫДЕЛЯЮЩИХ ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНОГО
ГАЗОПРОВОДА НА МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫЕ ГРУНТЫ**

Ю.Ю. Кинзерский

Научный руководитель – доцент Н.В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В работе рассматриваются возможные геоэкологические риски, а также методы исключения опасных геокриологических воздействий при строительстве и эксплуатации тепловыделяющих объектов на территории Амурской области. Данное исследование имеет практическую значимость, в связи с необходимостью освоения отдаленных районов страны, которые предполагают наличие характерных особенностей, которые необходимо учитывать.

Характерной особенностью исследуемой территории является распространение «островной» многолетней мерзлоты. Основными факторами, обусловившими развитие многолетнемерзлых пород (ММП), являются суровые климатические условия, расчлененность рельефа, а также состав, влажность, теплофизические свойства пород и заболоченность.

В районе распространения многолетнемерзлых пород, при определенных условиях инженерно-геологических факторов, степень балльности землетрясений возрастает и даже 6-балльные землетрясения могут вызвать деформации, соответствующие 7 и 8 баллам. При мощном деятельном слое, наличии в основании фундаментов пылеватоглинистых переувлажненных грунтов, при оттаивании многолетнемерзлых пород под сооружениями происходит опасное перенапряжение конструкций также и при слабом сейсмическом воздействии могут проявляться недопустимые деформации и даже полное разрушение сооружений.

На участке есть все необходимые условия развития присклоновой суффозии. К факторам, инициирующим проявление суффозии можно отнести проявление потока подземных вод в неводонасыщенных суффозионно-неустойчивых горнах породах, увеличение скорости потока подземных вод. Эти факторы могут быть обусловлены затяжными дождями, сильными ливнями, таянием снега.

Сезонное пучение при близком к поверхности залегании скальных и полускальных грунтов приводит к выпучиванию каменного материала, содержащегося в слое элювия-делювия. Образуются полигональные формы, связанные с криогенными трещинами, по стенкам которых происходит смещение каменного материала. Криогенные трещины и связанные с ними формы микрорельефа отмечаются как на участках, сложенных ММП, так и на участках глубокого сезонного промерзания глинистых и крупнообломочных грунтов. Неравномерность процесса сезонного пучения на заболоченных и заторфованных участках проявляется в образовании кочковатого микрорельефа.

Морозное пучинообразование интенсивно проявляется при пересечении нижних частей склонов и днищ долин, сложенных дисперсными грунтами. Основной причиной их активизации является недостаточный дренаж сезонно-талого слоя и переувлажнение грунтов.

К основным потенциально опасным инженерно-геологическим и природным процессам и явлениям, можно отнести следующие процессы:

- мерзлотно-провальные (термокарстовые);
- заболачивание территории и подтопление (в том числе техногенное);
- многолетнее морозное пучение;
- выветривание (в том числе и криогенное).

Они характеризуются как регулярным (термокарстовые явления, термоэрозия, заболачивание), так и временным характером воздействия (морозное пучение, подтопление, землетрясения, ураганы и т.п.). Расчет нормативной глубины оттаивания грунтов рассматриваемой территории представлен в таблице.

$$\rho_{с.с.} = \frac{\rho}{1 + W}, \tag{1}$$

где ρ – плотность грунта, г/см³;
: W – суммарная влажность грунта, д.ед.

$$\lambda_{сyz} = 5,0681 * \left(\frac{\rho}{1 + W} \right)^2 - 12,654 * \left(\frac{\rho}{1 + W} \right) + 9,42 \tag{2}$$

СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

Таблица 1

Расчет нормативной глубины сезонного оттаивания

Номер ИГЭ	Плотность скелета грунта ρ_d , т/м ³	Суммарная влажность мерз. грунта $W_{tot}, \%$	Теплопроводность мерзл. грунта λ_f , Вт/м °С	Теплопроводность талого грунта λ_{th} , Вт/м °С	Объемная теплопроводность мерзл. грунта $C_f, Дж/м^3 \cdot ^\circ C \cdot 10^{-6}$	Объемная теплопроводность талого грунта $C_{th}, Дж/м^3 \cdot ^\circ C \cdot 10^{-6}$	$T_{th,c}, ^\circ C$	Температура начала замерзания грунта $T_{th,c}, ^\circ C$	$t_{th,c}$, час	Нормативная глубина оттаивания, м
141110	1,74	0,165	1,66	1,48	2,26	2,68	20,1	-0,20	3672	3,9
141.111	1,18	0,343	1,74	1,53	2,19	2,31	20,1	-0,20	3672	2,9
141120	1,76	0,159	1,74	1,33	2,14	2,66	20,1	-0,20	3672	3,4
151101	1,15	0,327	1,90	1,40	2,12	3,11	20,1	-0,15	3672	2,5
151120	1,75	0,179	1,87	1,68	2,23	2,76	20,1	-0,15	3672	3,3
211010	1,90	0,050	2,26	2,01	2,34	2,8	20,1	-0,10	3672	4,0
221000	1,74	0,119	2,62	2,40	2,28	2,83	20,1	-0,10	3672	3,9
221010	1,72	0,186	2,62	2,05	2,35	3,01	20,1	-0,10	3672	3,9

Технические решения по устройству оснований, опорных и фундаментных конструкций должны обеспечить необходимую прочность, эксплуатационную пригодность и механическую безопасность в процессе строительства и эксплуатации проектируемых зданий и инженерных сооружений, а также максимальное использование деформационно-прочностных свойств материалов и грунтов основания.

Выбор технических решений осуществляется на основании комплексного анализа следующих данных:

- природно-климатических и инженерно-геокриологических условий района строительства;
- принципа использования ММГ основания;
- возможности изменения деформационно-прочностных и теплофизических свойств грунтов оснований.

Механическая безопасность достигается следующими мероприятиями:

- поддержание оптимального температурно-прочностного режима грунтов оснований на протяжении всего периода эксплуатации;
- выбор необходимых геометрических и прочностных характеристик фундаментных конструкций;
- минимизация или полное исключение воздействия опасных природных процессов, а также нежелательных отепляющих техногенных/природных объектов на строительные элементы здания и инженерных сооружений и их отдельных частей (в том числе грунтовые основания, опорные и фундаментные конструкции).

В результате был сделан выбор технических решений, для достижения оптимального режима эксплуатации тепловыделяющих объектов на рассматриваемой территории.

В качестве мероприятий по ТСГ предусматривается:

- устройство открытых холодных вентилируемых подполий с естественной вентиляцией, исключающих возможность их снегозаносимости. При этом высота проветриваемого подполья должна обеспечивать работу сезонных охлаждающих устройств (СОУ), размещаемых в пределах сооружений, т.е. скорость движения воздуха в подполье должна обеспечивать расчетный коэффициент теплоотдачи с поверхности его испарительной части из расчета беспрепятственного обдува конденсаторного блока СОУ по всей длине с учетом технических характеристик (оробрения, материала и т.д.);
- погружение одиночных СОУ в непосредственной близости от фундаментных конструкций;
- устройство теплозащитных экранов, препятствующих распространению тепловой волны в грунтовом основании.

Литература

1. Вакулин А. А. Основы геокриологии. –Тюмень: Изд-во ТюмГУ, 2011.
2. СП 25.13330.2012 Основания зданий и сооружений на вечномерзлых грунтах. Актуализированная редакция СНиП 2.02.04-88 / Информационная система МЕГАНОРМ [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://meganorm.ru/Index2/1/4293801/4293801872.htm> (дата обращения: 14.05.17).
3. Цытович Н. А. Механика грунтов, 1963.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОБСТВЕННЫХ ЧАСТОТ КОЛЕБАНИЯ ВЫХОДНОГО ФЛАНЦА РЕГУЛЯТОРА ДАВЛЕНИЯ РДУ-100

Р.В. Колосков

Научный руководитель – доцент О.В. Брусник

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При редуцировании давления газа, на клапане уже при малых перепадах давления поток достигает значительных скоростей, в результате за узлом дросселирования образуется область турбулентного движения (рис. 1) [7]. Эта область характеризуется большими пульсациями давления (колебаниями давления) и плотностью среды (рис. 2). Моделирование потока газа в регуляторе давления проводилось в программном комплексе Solid Works 2016 (Flow Simulation), при следующих начальных параметрах:

- Объемный расход газа – $Q=97,22 \text{ м}^3/\text{с}$;
- Входное давление – $P_{\text{вх}}=5,5 \text{ МПа}$;
- Выходное давление – $P_{\text{вых}}=1,2 \text{ МПа}$.
- Температура газа – $t=8 \text{ }^\circ\text{C}$.

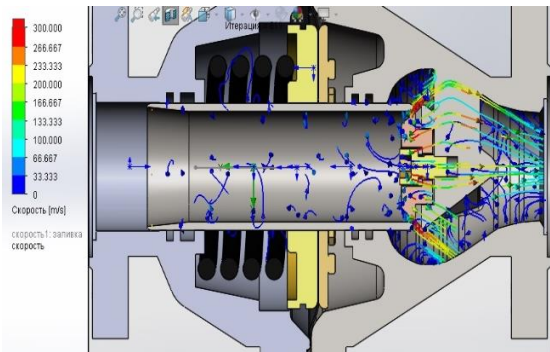


Рис. 1 Распределение скоростей в регулирующем клапане РД У-100

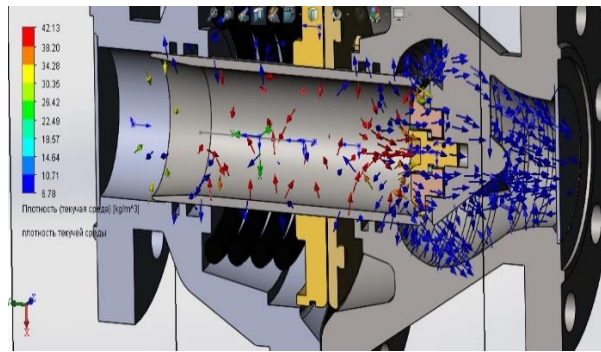


Рис. 2 Плотность потока газа в регулирующем клапане РДУ-100

С возрастанием перепада давления скорость потока начинает превышать скорость звука, а в зоне смешивания возникают ударные волны и скачки уплотнений (зона разрыва потока), которые вызывают повышенный уровень вибрации поверхности трубопроводов и других элементов арматуры, создают колебания, и могут оказывать влияние на работоспособность регулирующих органов.

Акустически вызванная вибрация может описываться следующими физическим явлениями:

- клапан редуцирования, за счет своих колебаний может вызвать высокочастотные колебания давления после клапана;
- следствием этих колебаний есть возбуждения акустической моды высшего порядка в трубопроводе с различными диаметрами и колебания давления.

Влияние на формы трубы оказывают акустические пульсации, тем самым колебания усиливаются.

Исходя из этого, становится понятно, что уровень колебаний регулирующих клапанов и подсоединённых к ним трубопроводов определяется высокой скоростью потока протекajúющей через дроссельное сечение клапана (зона дросселирования) и турбулентность потока в зоне смешивания.

Численное моделирование и анализ выходного тракта был выполнен в программном комплексе Solid Works 2016 (Simulation) [10, 11]. Результатом моделирования были выявлено 5 собственных форм колебания (Рис. 3 а, б).

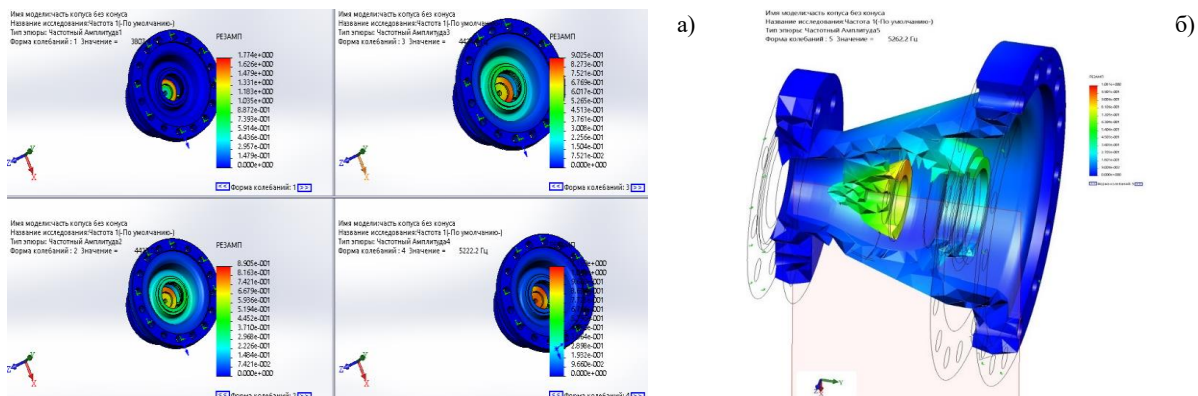


Рис. 3 Собственные колебания выходного тракта регулятора давления РДУ-100

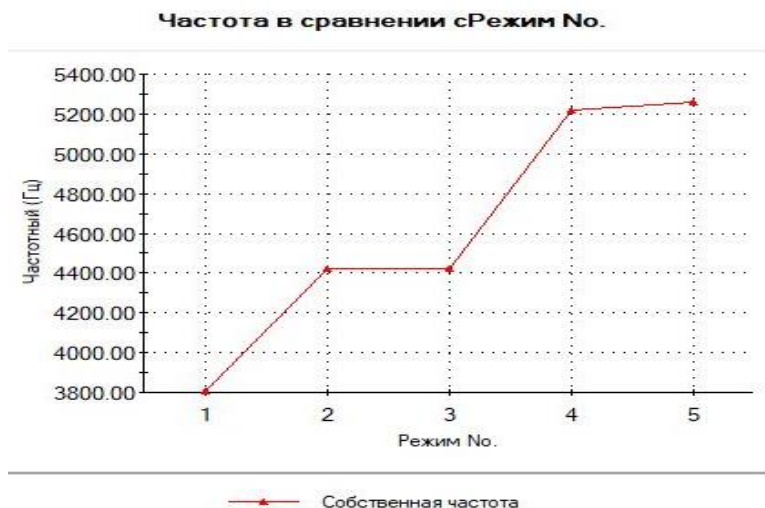


Рис. 4 График собственных колебания выходного тракта регулятора давления РДУ-100

Таблица 1

Значения перемещений по осям при собственных колебания выходного тракта регулятора давления РДУ-100

01:39, вторник, Декабрь 17, 2017				
Название исследования: Частота собственных колебаний				
Режим No.	Частота (Герц)	Направление X	Направление Y	Направление Z
1	3807.4	1.757e-007	1.3378e-006	2.1746e-005
2	4423	0.016376	1.0101e-007	0.33669
3	4424.4	0.3371	2.0498e-008	0.016598
4	5222.2	0.00027073	0.13049	4.0974e-005
5	5262.2	0.0013374	0.00015546	0.055889
		Сумма X = 0.35508	Сумма Y = 0.13065	Сумма Z = 0.40924

На рисунке 4 показан график 5 мод собственных колебаний выходного тракта, таблица 1 показывает перемещения по осям X, Y, Z совершаемые при собственных колебаниях.

Итогом данного анализа стало то, что выходной конус, который поддерживается на 3 пилонах является самой податливой частью выходного фланца. Пилоны конуса и сам конус учувствуют во всех колебаниях собственных форм, тем самым подвергается мощному газодинамическому воздействию выходной струи газа. Отсюда можно полагать, что воздействие собственных колебаний может привести к таким последствиям, как разрушение элементов трубопровода. Например, выход из строя манометров, предохранительных клапанов и т.д.

Литература

1. Абрамович, Г.Н. Прикладная газовая динамика / – М.: Наука, 1976. – 888 с.
2. Арзуманов, Э.С. и др. Снижение шума и вибрации в регулирующих органах клапанов для высоких перепадов давлений – М.: ЦИНТИ химнефтемаш, 1976, серия ХМ–10. – 48 с.
3. Вишневого, С.Л. Аэрогидромеханический шум в технике / пер. С. Л. Вишневого; под ред. Р. Хиклинга. – М.: Мир, 1980. – 336 с.
4. Гимадиев, А.Г. и др. Снижение виброакустических нагрузок в гидромеханических системах. // Самара: Изд–во СГАУ, 1998. – 270 с.
5. Гиневский А.С. и др. Акустическое управление турбулентными струями. – М.: ФИЗМАТ–ЛИТ, 2001. – 240 с.
6. ГОСТ 12.2.085-2002. Сосуды, работающие под давлением. Клапаны предохранительные. Требования к безопасности. –М.: АСтандартинформ, 2007.
7. Иголкин А.А. О влиянии виброакустических нагрузок на прочность и работоспособность трубопроводных систем // Известия СНЦ РАН. – Самара, 2013. – Т.15, №6(4). – С. 1032–1037.
8. Ионов А.В. Средства снижения вибрации и шума на судах. // – СПб.: ЦНИИ им. акад. А. Н. Крылова, 2000. – 348 с.
9. Толоконников И.С. и др. Снижение уровней шума и вибрации на газораспределительных пунктах энергетических объектов // Сборник докладов. – 2011. – С. 245–260.
10. Алямовский, А.А. SolidWorks Simulation. Как решать практические задачи. — СПб.: БХВ — Петербург, 2012.
11. Алямовский, А.А. и др. SolidWorks. Компьютерное моделирование в инженерной практике. — СПб.: БХВ — Петербург, 2006.

**СТАБИЛИЗАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЙ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ
МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В НЕИЗОТЕРМИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ**

В.С. Коршунов

Научный руководитель – доцент А.В. Рудаченко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Проведение гидравлических испытаний (далее - испытания) как вновь построенных, так и уже находящихся в эксплуатации магистральных нефтепроводов является неотъемлемой составляющей работ по обеспечению их надежности и безопасности. При проведении испытаний обычно используют воду, при этом основными контролируемыми параметрами являются: давление в испытуемом участке трубопровода, объем закаченной воды и её температура. Неизотермические условия обуславливают колебания температуры стенки трубопровода и воды, что приводит к изменению объемов трубопровода и закаченной воды и давления в испытуемом участке. Стабилизация испытательного давления позволит решить проблему достоверности и точности испытаний.

Согласно [1] и [5] продолжительность гидравлических испытаний, которые включают в себя испытания на прочность и герметичность, может составлять до 52 часов. В течение столь продолжительного промежутка времени могут произойти существенные колебания параметров испытаний по отношению к начальному моменту времени. Для оценки зависимости изменения давления в испытуемом участке трубопровода от температуры закаченной воды были проанализированы методики, указанные в отечественных и зарубежных руководящих документах и государственных стандартах.

В руководящем документе ОАО «АК «Транснефть» [2] предлагается следующая методика расчета:

$$\Delta P = \frac{\Delta t(\beta_t - 2\alpha)}{\frac{D_0}{E\delta} + C}, \quad (1)$$

где $\Delta t = t_2 - t_1$ – изменение температуры испытательной жидкости, $^{\circ}\text{C}$;

t_1 – температура воды в трубопроводе в начале проведения испытания, $^{\circ}\text{C}$;

t_2 – температура воды в трубопроводе в конце проведения испытания, $^{\circ}\text{C}$;

β_t – коэффициент температурного расширения воды, $^{\circ}\text{C}^{-1}$;

α – коэффициент расширения стали, $^{\circ}\text{C}^{-1}$; $\alpha = 1,17 \cdot 10^{-5} \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$;

D_0 – наружный диаметр трубопровода, мм;

E – модуль упругости металла, МПа; $E = 2,1 \cdot 10^5 \text{ МПа}$;

δ – толщина стенки трубы, мм;

C – коэффициент объемного сжатия воды, Па^{-1} ; $C = 47,5 \cdot 10^{-11} \text{ Па}^{-1}$.

Коэффициент β_t зависит от температуры и вычисляется по формуле:

$$\beta_t \cdot 10^5 = \frac{-6,4286(t_2 - t_1) + 0,850975(t_2^2 - t_1^2) - 0,0067989(t_2^3 - t_1^3) + 0,00004(t_2^4 - t_1^4)}{t_2 - t_1} \quad (2)$$

Для расчетов примем: $\delta = 20 \text{ мм}$, $t_1 = 20 \text{ }^{\circ}\text{C}$, $t_2 = 21 \text{ }^{\circ}\text{C}$, $D_0 = 1220 \text{ мм}$, тогда получим:

$$\Delta P = \frac{21,26 \cdot 10^{-5} - 2 \cdot 1,17 \cdot 10^{-5}}{\frac{1220}{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 20} + 47,5 \cdot 10^{-11}} = 247 \text{ 166 Па} = 247,2 \text{ кПа}$$

Если принять: $t_1 = 20 \text{ }^{\circ}\text{C}$, $t_2 = 22 \text{ }^{\circ}\text{C}$, то:

$$\Delta P = \frac{2 \cdot (21,66 \cdot 10^{-5} - 2 \cdot 1,17 \cdot 10^{-5})}{\frac{1220}{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 20} + 47,5 \cdot 10^{-11}} = 504 \text{ 784 Па} = 504,8 \text{ кПа}$$

Для сравнения воспользуемся методикой, предложенной в [3]:

$$\frac{\Delta P}{\Delta T} = \frac{\gamma - 3(1+\nu)\alpha}{\frac{D}{E t} (1-\nu^2) + \frac{1}{B}} \quad (3)$$

где γ – коэффициент температурного расширения воды, $^{\circ}\text{C}^{-1}$; $\gamma = 220 \cdot 10^{-6} \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$;

ν – коэффициент Пуассона; $\nu = 0,3$;

α – коэффициент расширения стали, $^{\circ}\text{C}^{-1}$; $\alpha = 1,17 \cdot 10^{-5} \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$;

D – наружный диаметр трубопровода, мм;

t – толщина стенки трубы, мм;

B – коэффициент объемного сжатия воды, бар; $B = 22500 \text{ бар}$;

E – модуль упругости металла, бар; $E = 2,07 \cdot 10^6 \text{ бар}$;

Для расчетов примем: $D = 1220 \text{ мм}$, $t = 20 \text{ мм}$, тогда получим следующие результаты (см. табл.1).

Таблица 1

Оценка зависимости $\Delta P(\Delta T)$ согласно иранскому государственному стандарту [3]

$\Delta P(\Delta T)$		
ΔT	ΔP (бар)	ΔP (кПа)
1	2,4469	244,69
2	4,8938	489,38
3	7,3408	734,08
4	9,7877	978,77
5	12,2346	1223,46

Полученные по данной методике значения близки к значениям, рассчитанным по отечественной методике.

Таким образом, анализируя результаты, полученные по обеим методикам, можно сделать вывод о том, что давление в испытуемом участке трубопровода будет значительно изменяться вследствие изменения температуры испытательной жидкости.

Рассмотрим изменение объема испытательной жидкости в вышерассмотренном процессе. Вследствие повышения температуры объем воды увеличивается в результате теплового расширения. Эффект от этого процесса равнозначен закачке дополнительного объема воды в испытуемый участок трубопровода [4], что приводит к повышению давления. В [3] приводится методика расчета приращения объема трубопровода в зависимости от приращения давления:

$$\frac{\Delta V}{\Delta P} = V \left[\frac{D}{E \cdot t} (1 - \nu^2) + \frac{1}{B} \right], \quad (4)$$

где ΔV – приращение объема испытательной жидкости, м³;

ΔP – приращение давления, бар;

V – объем закаченной воды в испытуемом участке трубопровода, м³;

Выразив из выражения (4) ΔP и подставив в (3), получим выражение для определения изменения объема испытательной жидкости при изменении температуры на 1 °С:

$$\Delta V = V[\gamma - 3(1 + \nu)\alpha], \quad (5)$$

Стабилизировать испытательное давление возможно путем дополнительной откачки/закачки объема воды, полученного на основании выражения (5) опрессовочными агрегатами, но их использование приведет к значительным энергетическим и трудовым затратам.

Другим вариантом решения проблемы стабилизации испытательного давления является создание технологической установки, которая бы автоматически на основании полученных данных об изменении температуры и соответствующем изменении объема компенсировала это изменение объема, тем самым достигая стабилизации давления.

Литература

1. ВСН 011-88 Строительство промысловых и магистральных трубопроводов. Очистка полости и испытание
2. РД 23040.00 – КТН – 021 – 14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Испытания линейной части трубопроводов
3. Iranian Petroleum Standards (IPS). Transportation pipeline pressure testing, 1st ed. Report no. IPS-C-PI-370(2). Ahwaz, Iran: National Iranian Oil Company; January 2010
4. Gray J. C. How temperature affects pipeline hydrostatic testing //Pipeline Gas J.;(United States). – 1976. – Т. 203.
5. ВН 39-1.9-004-98 Инструкция по проведению гидравлических испытаний трубопроводов повышенным давлением (метод стресс-теста).

МОДЕРНИЗАЦИЯ КОНСТРУКЦИИ ИСПАРИТЕЛЬНОЙ ЧАСТИ ТЕРМОСВАИ

В.М. Логиновских, Я.С. Байдакова, А.У. Якупов

Научные руководители: к.т.н., доцент К.С. Воронин, к.т.н., доцент Д.А. Черенцов
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Повышение средней температуры климатической системы Земли увеличивает опасность возникновения аварийных ситуаций, вызванных растеплением грунтов. Свойства грунтов, распространенных в Тюменской области, на территориях добычи нефти и газа, чувствительны к температурным скачкам. Несущая способность полностью зависит от состояния грунта. Поддержание температуры грунтов в оптимальных значениях является актуальной задачей.

Существует множество средств и мероприятий для поддержания оптимальной температуры. Менее затратным мероприятием является охлаждение с использованием термостабилизаторов, которые не нуждаются во внешних источниках энергии. Такие автономные системы могут устанавливаться в различном исполнении: в опорах зданий и сооружений; под фундаментами; в наиболее сложных участках рядом с фундаментами и опорами. Термосвая наиболее удобная конструкция сезонно-действующего охлаждающего устройства при установке, так как не требует бурения скважины для нее. С помощью винта рис. 1, в заглубленной части термостабилизатора легко вкручивается в грунт рис. 2, даже в труднодоступных местах.

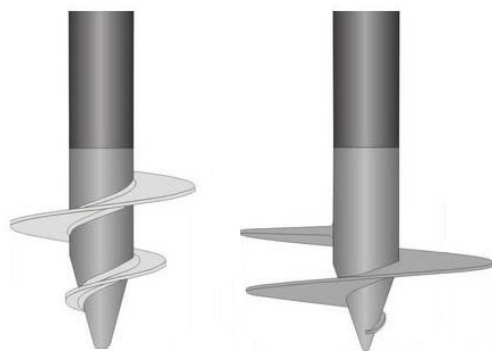


Рис.1 Винт



Рис.2 Термосвая

Авторами статьи в программном комплексе COMSOL Multiphysics разработана расчетная схема, позволяющая оценить эффективность различных конструкций испарительной части термостабилизатора. Разрабатываемая конструкция позволит увеличить ореол промерзания грунта и облегчит процесс установки термостабилизатора в грунт. Предлагается на несущую трубу по периметру цилиндрической поверхности наварить спираль (винт).

Для определения наиболее эффективной конструкции необходим анализ возможных вариантов. Данный анализ будет заключаться в изменении таких параметров, как шаг, радиус, длина винта. Но в зависимости от свойств грунта и материала изготовления на данные параметры будут накладываться ограничения с целью сохранения надежности конструкции при установке и дальнейшей эксплуатации. Геометрические характеристики представлены в таблице.

На рисунке 3 представлен пример винта конусообразного типа, с радиусом вылета равному радиусу и двум радиусам самого термостабилизатора.

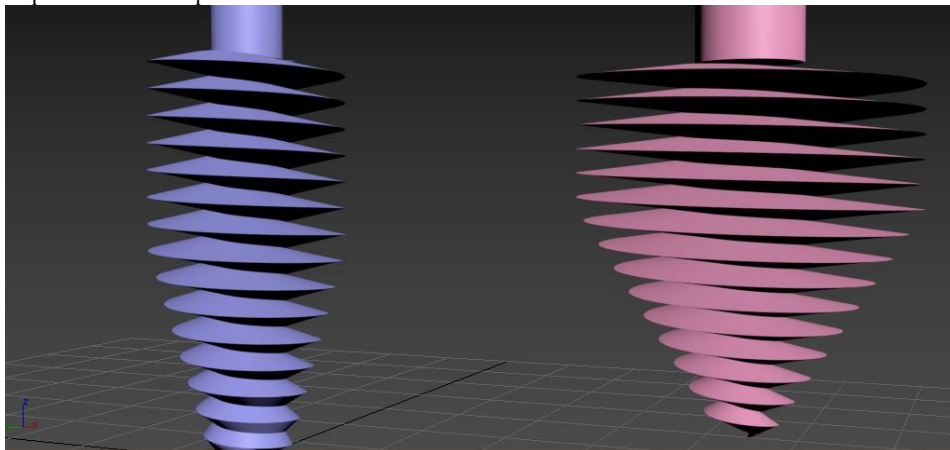


Рис.3. Пример винтообразной нижней части термостабилизатора

Таблица 1

Геометрические характеристики термосваи

L, м	L _к , м	D _к , м	m _к , м	L _и , м	D _и , м	L _о , м	D _{и.к} , м	m _и , м
4	0,9	0,04	0,02	2,5	0,025	2,5	0,04	0,02
						2	0,038	0,018
						1,5	0,033	0,016
						1	0,03	0,015
5	1	0,06	0,02	3,2	0,03	3,2	0,06	0,02
						2,56	0,055	0,018
						1,92	0,05	0,016
						1,28	0,04	0,015
7	1,1	0,1	0,02	4,9	0,04	4,9	0,1	0,02
						3,92	0,085	0,018
						2,94	0,07	0,016
						1,96	0,055	0,015
10	1,3	0,135	0,025	7,4	0,055	7,4	0,135	0,025
						5,92	0,11	0,021
						4,44	0,1	0,02
						2,96	0,075	0,018
12	1,5	0,15	0,025	9	0,06	9	0,15	0,025
						7,2	0,13	0,021
						5,4	0,1	0,02
						3,6	0,085	0,018

где: L – длина термосваи, L_к – длина конденсаторной части, D_к – диаметр конденсаторной части термосваи, m_к – шаг оребрения конденсаторной части, L_и – длина испарительной части, D_и – диаметр испарительной части, m_и – шаг оребрения испарительной части, D_{и.к} – диаметр винтовой части испарителя, L_о – длина винтовой части.

Так при определении оптимальных размеров винтовой части необходимо учитывать усилие, которое необходимо будет приложить для вкручивания термосваи в грунт.

Выводы:

Авторами статьи разработана расчетная схема в программном комплексе COMSOL Multiphysics термосваи которая позволяет оценить влияние конструктивные особенности испарительной части. Предложены геометрические характеристики наиболее вероятных размеров, по мнению авторов, после предварительных расчетов.

Литература

1. Байдакова Я. С., Шабашов А. П. Математическое моделирование растепления многолетнемерзлых грунтов при взаимодействии с нефтепроводом //Проблемы геологии и освоения недр: труды XXI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 130-летию со дня рождения профессора М.И. Кучина, Томск, 3-7 апреля 2017 г. Т. 2.—Томск, 2017. – 2017. – Т. 2. – С. 686-688.
2. Воронин К. С., Венгеров А. А., Бранд А. Э. Архитектурно-планировочные принципы формирования структуры зданий на территории обустройства нефтегазовых месторождений //Природные и интеллектуальные ресурсы Сибири. Сибресурс 2014. – 2014. – С. 133-133.
3. Воронин К. С. и др. Прогнозирование и оценка опасности нарушения геометрической формы газопровода //Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 2-3. – С. 32-32.
4. Галиуллин З.Т., Баясан Р.М., Коротченко А.Г. и др. Сезонные охлаждающие устройства// Газовая промышленность. – 2001. - № 8. – С. 44 – 45.
5. Ройзен Л.И. Тепловой расчет оребренных поверхностей/ Под. ред. В. Г. Фастовского. – М.: Энергия, 1997
6. Якупов А.У., Воронин К.С., Анализ методов термостабилизации грунта// Нефтегазовый терминал. Сборник научных трудов международной научно-технической конференции магистров имени профессора Н.А. Малюшина. – 2017. – С. 238 – 241
7. Voronin K. S., Ogudova E. V. The Effect of Dynamic Processes in the System "Pipe-Soil" on the Pipeline Deviation from Design Position //IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – IOP Publishing, 2016. – Т. 154. – №. 1. – С. 012019.
8. СП 22.13330.2011. Свод правил. Основания зданий и сооружений.

ПРИМЕНЕНИЕ ИМПУЛЬСНОГО ПИТАНИЯ ДЛЯ СВАРКИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Н. А. Машлыкин

Научный руководитель - доцент А.В. Веревкин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Цель работы: сравнить объем наплавленного металла и длину сварного шва для ручной дуговой сварки и для сварки с применением импульсного тока на участке магистрального трубопровода.

Рассчитаем число сварочных проходов для обоих режимов сварки, с соответствующей разделкой кромок.

Для расчета выберем трубу из сортамента по ГОСТ 31447-2012 «Трубы стальные сварные для магистральных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов» диаметром 1220 мм и толщиной стенки 16 мм.

Для определения числа проходов при сварке стыковых соединений с разделкой кромок необходимо знать площадь поперечного сечения наплавленного металла. Произведем расчет для ручной дуговой сварки с соответствующей разделкой кромок (рис.1):

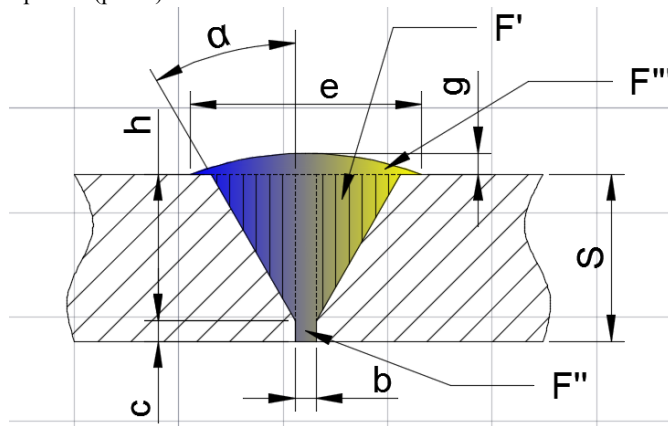


Рис. 1 Поперечное сечение наплавленного металла в стыке труб Ø1220 мм, где: $h=14$; $a=30$; $b=2$; $S=16$; $g=2$; $e=22$

Площадь сечения наплавки (F_n) находится по формулам:

$$F_n = 2F' + F'' + F''' \text{ или } F_n = h^2 \operatorname{tg} \alpha + bS + 0,75ge \quad (1)$$

Применив формулу (1) получим:

$$F_n = h^2 \operatorname{tg} \alpha + bS + 0,75ge = 14^2 \operatorname{tg}(30) + 2 \cdot 16 + 0,75 \cdot 2 \cdot 22 = 174,9 \text{ мм}^2$$

Для расчета числа проходов (n) воспользуемся следующей формулой:

$$n = \frac{F_n - F_1}{F_n} + 1 \quad (2)$$

где, F_1 – площадь первого прохода (30-35 мм²)

F_n – площадь последующих проходов (35-40 мм²)

Выбор такой площади прохода обусловлен тем, что при проходе более 40 мм² возникают непровары и другие дефекты сварных швов [1].

Используя формулу (2) рассчитаем число проходов:

$$n = \frac{174,9 - 33}{37} + 1 = 4,8 \approx 5$$

Для сварки с импульсным питанием целесообразнее использовать щелевую разделку кромок, так как такой режим сварки это позволяет (рис 2).

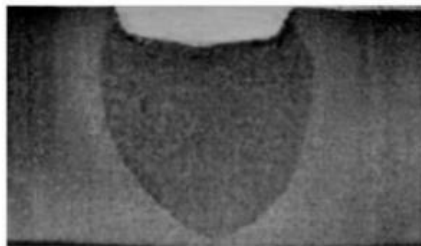


Рис. 2 Сварочная ванна при сварке с импульсным питанием и щелевой разделкой кромок шириной 8 мм

Произведем расчет для сварки с импульсным питанием (рис.3):

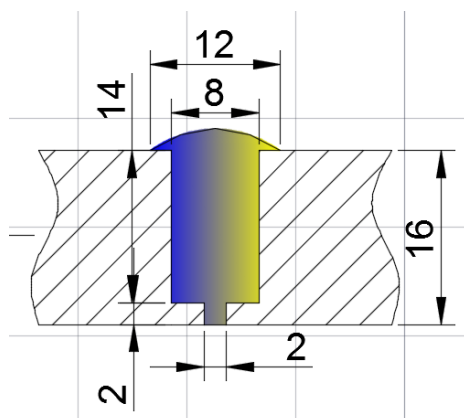


Рис. 3 Сечение сварного стыка труб $\varnothing 1220$ мм и толщиной стенки 16 мм, при использовании сварки с импульсным питанием

Рассчитаем площадь наплавки путем сложения площадей простых фигур:

$$F_n = 2 \cdot 2 + 14 \cdot 8 + 0,75 \cdot 12 \cdot 2 = 134 \text{ мм}^2.$$

Рассчитаем число проходов используя формулу (2):

$$n = \frac{F_n - F_l}{F_n} + 1 = \frac{134 - 33}{37} + 1 = 3,8 \approx 4$$

Далее рассчитаем объем наплавленного металла для обоих случаев:

Для ручной дуговой сварки: $174,9 \cdot 3832,7 = 670339,2 \text{ мм}^3 = 670,3 \text{ см}^3$; $670,3 \cdot 2 = 1340,6 \text{ см}^3$ для участка.

Для сварки с импульсным питанием: $134 \cdot 3832,7 = 513581,8 \text{ мм}^3 = 513,6 \text{ см}^3$; $513,6 \cdot 2 = 1027,2 \text{ см}^3$ для участка.

Из расчетов видно, что использование сварки с импульсным питанием позволяет уменьшить объем наплавляемого металла примерно на 24 % и число проходов на 1, а, следовательно, длину сварки для двух сварных стыков на 7,6 м, что значительно сократит время на изготовление сварных соединений и экономические затраты.

Литература

1. Трущенко Е.А., Азаров Н.А. Расчет режимов дуговой сварки. – Томск, Изд-во ТПУ, 2006. – 27 с.
2. Патент 2133660 Россия. (Способ импульсно-дуговой сварки) Князьков А.Ф., Крампит Н.Ю., Петриков А.В. Заявлено. 27.07.99г.
3. Ленивкин В. А., Дюргеров Н. Г., Сагиров Х. Н., Кастанаев В. М., Кленов Г. И., Байдуганов Ю. А. Особенности формирования шва при импульснодуговой сварке плавящимся электродом // Сварочное производство. – 1973. – № 2. – С. 29 – 31.

РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ЗАЩИТЕ ОТ КОРРОЗИИ ПОДЗЕМНЫХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Г.И. Машуков

Научный руководитель – доцент А.Л. Саруев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Не смотря на значительный технический прогресс в сфере защиты магистральных трубопроводов от коррозии, процесс коррозионного разрушения на подземных магистральных газопроводах имеет место быть. Более 50 % отказов и аварий на газопроводах возникают вследствие губительного действия коррозионных и стресс-коррозионных процессов. На сегодняшний день, решение задачи обеспечения эффективной комплексной противокоррозионной защиты будет определять уровень надежности и безопасности на магистральных газопроводах. В свою очередь, надежность и безопасность магистральных газопроводов – важнейший приоритет ПАО «Газпром» для обеспечения стабильности и роста экономического потенциала предприятия и страны [1].

При традиционных методах оценки механических свойств покрытий они сравниваются с пределом прочности при разрыве и адгезионной прочностью при сдвиге и нормируются исходя из технических требований. Этот подход является корректным тогда, когда есть установленные однозначные зависимости получаемых при испытаниях значений прочности от значений напряжений, которые покрытие способно выдерживать в длительном промежутке времени эксплуатации (от 35 до 40 лет) под действием влаги и тепла, аналогично условиям эксплуатации.

Предлагаем свести расчет деформаций покрытия к сравнительному анализу напряжений растяжения соответственно с пределом прочности при разрыве, а напряжений сдвига соответственно с адгезионной прочностью при сдвиге.

Расчет вертикального давления грунта на трубопровод

Величина силы вертикального давления грунта на трубопровод определяется гидростатическим давлением

$$G_B = \gamma_z \cdot (H_0 \cdot D + 0,1075 \cdot D^2), \quad (1)$$

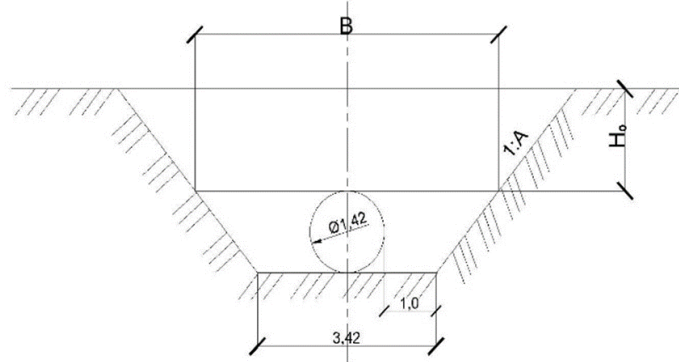


Рис. 1 Профиль траншеи газопровода с параметрами для различных грунтов

Расчет дополнительной составляющей силы вертикального давления, которое определяется в зависимости от веса грунта на боковых пазухах, который передается на трубу при усадке грунта, основан на расчете дополнительных сил T , возникающие при осадке грунта в боковых пазухах траншей [2].

Вычисление силы трения, условно действующей по вертикальной плоскости скольжения:

$$T = c \cdot H_0 + \frac{D}{2} + 0,5 \cdot \gamma_z \cdot H_0 + \frac{D^2}{2} \cdot \operatorname{tg} \varphi \frac{1 - \sin \varphi}{1 + \sin \varphi}, \quad (2)$$

Если после укладочных работ и засыпки трубопровода не производится рекультивация земель, тогда вынутый грунт укладывается вдоль оси трубопровода в форме валика, вес которого будет учитываться при расчете вертикального давления.

Таким образом полное давление грунта будет определяться так:

$$G_z = G_B + 2T + \frac{\pi D^2}{4} \cdot \gamma_z, \quad (3)$$

Сжимающая нагрузка на изоляционное покрытие в нижней части трубопровода состоит из собственного веса трубы, силы вертикального давления грунта и веса продукта.

$$G = G_m + G_{зр} + G_{пр} \quad (4)$$

где G_T – вес трубопровода, $G_T = \pi \cdot D \cdot \delta_{ст} \cdot \gamma_{ст}$

$\gamma_{ст}$ – удельный вес стали;

$G_{гр}$ – сила вертикального давления грунта;

$\delta_{ст}$ – толщина стенки трубопровода;

$G_{прод}$ – вес продукта (пренебрегаем).

Расчет напряжений сдвига в изоляционном покрытии верхней половины трубопровода

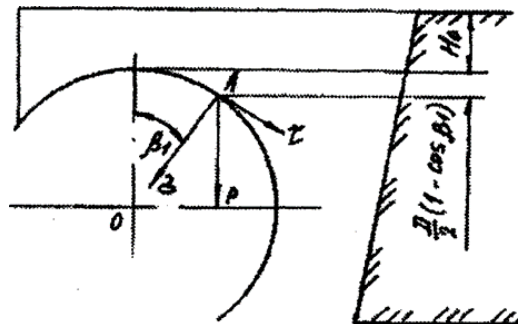


Рис. 2 Распределение напряжений в верхней половине трубопровода

На рис. 2 указано распределение напряжений сдвига в верхней половине трубы.

Высота грунтовой засыпки над точкой А при учете реальной геометрии траншеи составляет:

$$H_A = \frac{\left[(B - D) + \left(H_0 + \frac{D}{2} \right) \cdot \operatorname{tg} \beta \right] \cdot \left(H_0 + \frac{D}{2} \right)}{2D \cdot (1 - \sin \varphi)}, \quad (5)$$

где B – ширина траншеи по верхнему уровню трубопровода;

β – угол наклона стенок траншеи, принимаемый 40° ,

φ – угол внутреннего трения грунта засыпки. [3]

Так как значения угла, с помощью которого определяется точка приложения максимальных касательных напряжений достаточно близки к $\beta_1 = 45^\circ$, формула для расчета касательных напряжений:

$$\tau = (H_0 + H_A + 0,15 \cdot D) \cdot \gamma_{cm}. \quad (6)$$

Расчет напряжений растяжения в изоляционном покрытии верхней половины трубопровода

В соответствии с выражениями для нормальных и касательных напряжений в изоляционном покрытии для верхней половины трубопровода можно записать следующее выражение:

$$\sigma_N = \left[H_0 + H_1 + \frac{D}{2} \cdot (1 - \cos \beta_1) \right]. \quad (7)$$

$$\tau = \left(H_0 + H_A + \frac{D}{2} \cdot (1 - \cos \beta_1) \right) \cdot \gamma_2. \quad (8)$$

где H_0 – глубина заложения трубопровода

D – наружный диаметр трубопровода;

β_1 – угол между радиусом и диаметром, проведенным из точки для которой определяются напряжения;

γ_2 – объемный вес грунта;

H_1 – величина, которая учитывает вертикальное давление грунта при осадке в боковых пазухах траншеи.

При укладке трубопровода расчетная формула для определения напряжения растяжения при засыпке трубопровода и последующей рекультивацией земель:

$$T_R = \gamma_2 \cdot \frac{D}{2} \cdot 0,7 \cdot \left[0,25 \cdot \left(H_0 + H_1 + \frac{D}{2} \right) - 0,16 \cdot \frac{D}{2} \right]. \quad (9)$$

Чтобы оценить способность изоляционных покрытий противодействовать усилиям растяжения рассчитывают напряжения растяжения, с учетом реальной толщины применяемого покрытия, по формуле:

$$\sigma_N = \frac{T}{\delta_{из}}, \quad (10)$$

Литература

1. Мустафин Ф. М. и др. Защита трубопроводов от коррозии. – 2005.
2. Прыгаев А.К., Медведева М.Л. «Коррозия и защита магистральных трубопроводов и резервуаров». – М.: РГУ нефти и газа, 2010. – 324 с
3. СТО Газпром 2-2.1-249-2008 «Магистральные трубопроводы. Защита газопроводов от подземной коррозии».

ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ, ПРОЛОЖЕННЫХ МЕТОДОМ ГОРИЗОНТАЛЬНО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

И.Е. Меркурьев

Научный руководитель – доцент А.Л. Саруев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В последнее время увеличивается число переходов трубопроводов, проложенных горизонтально-направленным бурением. Одним из наиболее ответственных этапов строительства подводного перехода является протаскивание трубопровода в расширенную скважину. На этом этапе возможно образование вмятины на трубе из-за нахождения в стенках скважины валунов.

В последние годы многие исследователи сосредоточили внимание на процессе прокладки трубопроводов наклонно-направленным методом [2 – 4]. Однако некоторые явления отказов трубопроводов в процессе эксплуатации, после завершения прокладки трубопровода малоизучены. Например, образование вмятин на трубопроводе, вызванных валунами в грунте. Целью данной статьи является изучение механизма разрушения трубопровода, проложенного методом горизонтально-направленного бурения. Для этого решены следующие задачи:

– выполнено исследование процессов разрушения подземных трубопроводов с помощью численного моделирования;

– произведен выбор защитного устройства для защиты трубопровода, рассмотрены его осуществимость и надежность.

Объектом рассмотрения в данной статье является участок подводного перехода трубопровода через Босфор Восточный.

На трассе перехода имеются сложные геологические условия в виде прослоев гравийных грунтов и прослоев глины с крупными каменистыми включениями. В связи с этим актуальна проблема смятия трубопровода от действия валунов, находящихся в стенке пробуренной скважины или смятия трубопровода из-за обрушения стенки скважины.

Местные вмятины уменьшают прочность трубы, разрушают изоляционное покрытие и могут привести к образованию трещин. Трещины расширяются под действием внутреннего давления и внешней нагрузки, вызывая разрыв трубопровода.

Численное моделирование образования вмятины на трубопроводе под валуном исследуется с использованием программного продукта ANSYS 14. Форма валуна нерегулярна, поэтому принимаем ее сферической формы. На рис. 1 показана модель конечных элементов для трубопровода, валуна и грунта.

Механическое поведение грунта и валуна описывается с помощью эластично-идеальной пластической модели Кулона-Мора, характеризующейся сцеплением c , углом внутреннего трения φ , модулем упругости E и отношением Пуассона ν . Материал пласта – суглинок. Согласно расчетам, диаметр трубопровода составил 630 мм, а толщина стенки 11 мм. Диаметр скважины составляет 790 мм.

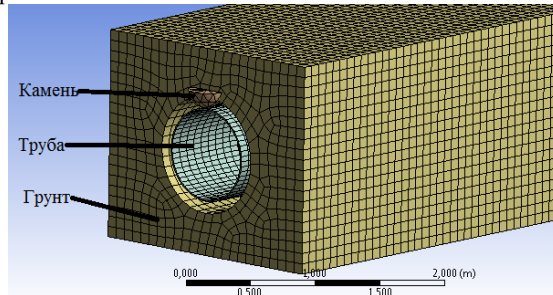


Рис. 1 Модель конечных элементов для грунта, трубопровода и валуна

На рис. 2 показано распределение напряжений по Мизесу в разных фазах нагружения. На начальном этапе напряжения появляются в верхней части трубопровода. Напряжение нижней части трубопровода очень мало. По мере увеличения нагрузки от валуна, область высоких напряжений простирается вдоль осевого и окружного направлений, появляется зубчатая форма напряжений. После снятия нагрузки от валуна максимальные остаточные напряжения появляются на краю вокруг вмятины.

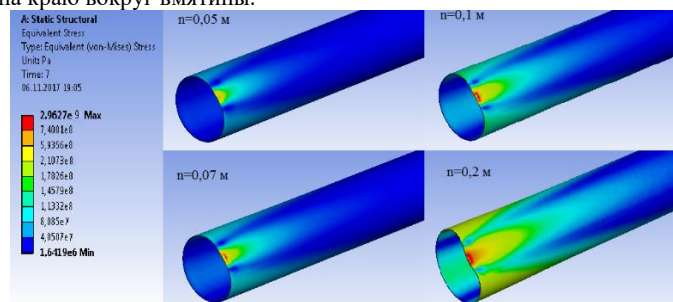


Рис. 2 Напряжения по Мизесу в различных фазах нагружения

Для предотвращения повреждений, уменьшения вероятности отказа и увеличения срока службы трубопровода принято решение использовать защитное устройство.

В ходе работы были рассмотрены и проанализированы несколько патентов на защитные конструкции трубопроводов. Наиболее подходящим по конструкции для данных условий является защитное устройство, представленное в патенте Пат. 125238 РФ F14L9/18 [1].

Как показано на рис. 3, конструкция защитного устройства состоит из трубопровода, защитного трубопровода, конусов, опорных конструкций, уплотнительных колец, фланца, водного канала и клиньев.

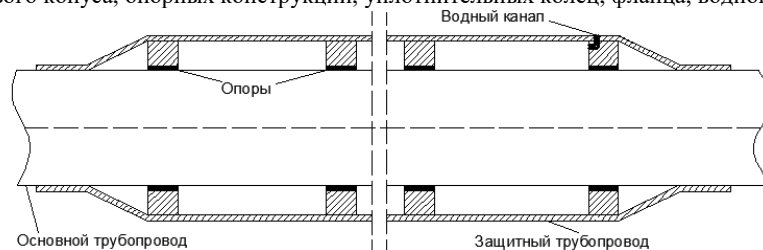


Рис. 3 Конструкция защитного устройства

Защитный трубопровод обжимает основной трубопровод. Длина защитного трубопровода равна длине опасной зоны. В одном из фланцев имеется водный канал. По водному каналу вода закачивается в кольцевое пространство между основным и защитным трубопроводами.

Диаметр защитного трубопровода составляет 730 мм, толщина стенки – 11 мм, давление воды в межтрубном пространстве – 0, радиус валуна – 150 мм. Материалы защитного и основного трубопровода одинаковы. На рис. 4 показано напряжения по Мизесу в трубопроводе в разных фазах при смещении валуна до 200 мм. Перед контактом на защитном трубопроводе появляется вмятина под действием валуна. По мере увеличения смещения

валуна два трубопровода контактируют друг с другом. Напряжение основного трубопровода увеличивается с деформацией защитного трубопровода. Область высоких напряжений появляется вблизи вмятины защитного трубопровода. По мере снятия нагрузки от валуна сохраняются постоянные пластические деформации в стенке основного и защитного трубопроводов. Тем не менее, размер вмятины основного трубопровода меньше, чем вмятина защитного трубопровода.

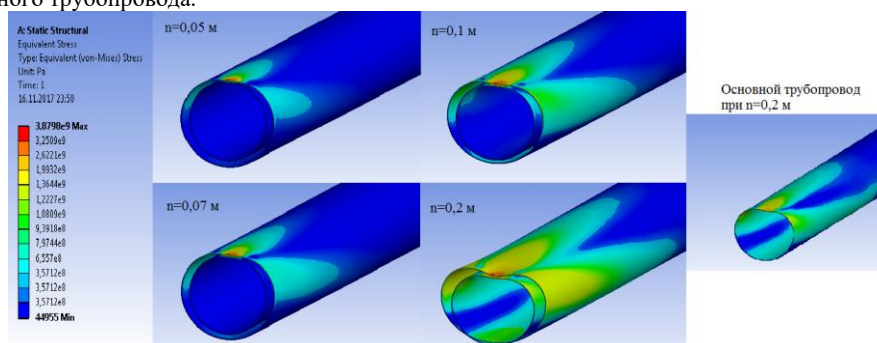


Рис. 4 Распределение напряжений на трубопроводе с защитным устройством

Таким образом, в данной работе исследуется анализ отказов трубопроводов в процессе их строительства. Вмятины являются частыми причинами отказа трубопроводов, проложенных методом наклонно-направленного бурения. В работе произведено моделирование процесса образования вмятины. Результаты показывают, что распределение высоких напряжений происходит вдоль осевого и окружного направлений под нагрузкой валуна, а максимальные эквивалентные пластические деформации появляются в центре вмятины. Чтобы уменьшить вероятность отказа и увеличить срок службы трубопровода, было подобрано защитное устройство для предотвращения повреждений. Защитное устройство может эффективно защищать трубопровод и предотвращать его повреждение.

Литература

1. Пат. 125238 РФ F14L9/18. Устройство для защиты трубопровода при протягивании в скважину / Деулин О.Ю., Богатырев А.П., Яковлев Э. З. – 2012142884/06. Заявлено 09.11.2012; Опубл. 27.03.2013.
2. Liu X. et al. Mechanics analysis of pipe lifting in horizontal directional drilling //Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2016. – Т. 31. – С. 272-282.
3. Booman J., Kunert H., Otegui J. L. Loss of a 30 "directional crossing due to pipeline collapse during pullback //Engineering Failure Analysis. – 2013. – Т. 33. – С. 388-397.
4. Wang X., Sterling R. L. Stability analysis of a borehole wall during horizontal directional drilling //Tunnelling and Underground Space Technology. – 2007. – Т. 22. – №. 5-6. – С. 620-632.

ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ГАЗОПРОВОДА-ОТВОДА С ПРИМЕНЕНИЕМ ПРОГРАММНОЙ СИСТЕМЫ КОНЕЧНО-ЭЛЕМЕНТНОГО АНАЛИЗА

С. Н. Николаенко

Научный руководитель – профессор Бурков П. В.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Основными источниками, раскрывающими теоретические основы напряженно-деформированного состояния трубопроводов (далее – НДС), явились работы Гаденина М.М., Махутова Н.А., Цепилова Г.В., Чибисова А.Ю., Иванова В.В. «Разработка автоматизированной системы мониторинга напряженно-деформированного состояния и остаточного срока эксплуатации трубопроводов» [1]; Цысса В.Г., Сергаевой М.Ю., Сергаева А. А. «Напряженно-деформированное состояние колебательно-изоляционных трубок в трубопроводных системах» [2]; Х. Мустабира, З. Азари, С. Харири, И. Дмитрака «Трехмерное Т-напряжение в определении направленной стабильности развития трещины в трубопроводе с внешней поверхностной трещиной» [3].

Расчет напряженно-деформированного состояния трубопроводных конструкций магистрального газопровода методами строительных материалов и строительной механики не позволяет произвести точный анализ и оценку НДС объектов транспортировки газа.

Интенсивное развитие получают численные методы, предоставляющие новые возможности значительного расширения класса и постановки решаемых задач за счет более полного учета реальных условий нагружения и свойств используемых материалов [4]. Метод конечных элементов (далее – МКЭ) получил наибольшее распространение среди численных методов решения поставленных задач, при этом минимум требований к исходной информации и оптимальная форма результатов являются бесспорными достоинствами МКЭ.

Программа Ansys, как и многие другие САЕ-продукты, для математического моделирования различных физических процессов, использует МКЭ. Данный метод сочетает в себе универсальность алгоритмов решения различных краевых задач с эффективностью компьютерной реализации вычислений [5].

Целью настоящей работы является исследование НДС трубопроводной обвязки газопровода-отвода с использованием программной системой конечно-элементного анализа (КЭ) Ansys и определение участков с потенциально опасными местами.

Первым этапом в проведении работы является построение математической модели трубопровода-отвода (рис. 1) в соответствии с нормативно-технической документацией СНиП 2.05.06-85* [6].

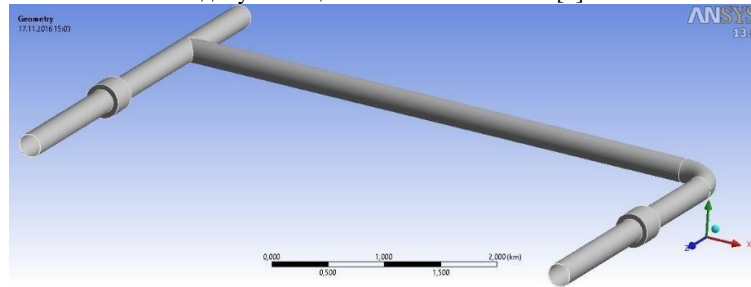


Рис. 1 Математическая модель трубопровода-отвода

Исходным объектом для применения МКЭ является материальное тело, которое разбивается на части – конечные элементы. В результате разбивки создается сетка из границ элементов (рис. 2), при этом точки пересечения этих границ образуют узлы. Сочетание всех конечных элементов и узлов является основной конечно-элементной моделью деформируемого тела.

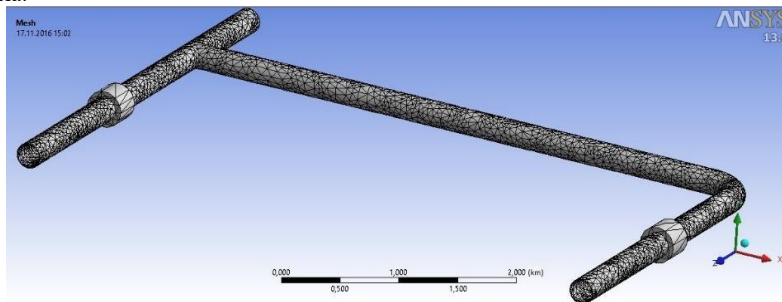


Рис.2 Модель с применением программной КЭ сетки

Напряженно-деформированное состояние трубопровода-отвода определяется характеристиками воздействующих на него нагрузок.

Все нагрузки на линейную часть газопровода подразделяются на постоянные и временные, при этом к постоянным нагрузкам относятся собственный вес газопровода, вес изоляционного покрытия и различных устройств, давление грунта, а также продольное напряжение в стенках трубы. В качестве длительной временной нагрузки в ходе настоящего исследования рассматривалось внутреннее давление.

В результате заданных эксплуатационных нагрузок был произведен расчет распределения средних значений главных напряжений на исследуемой модели газопровода (рис. 3).

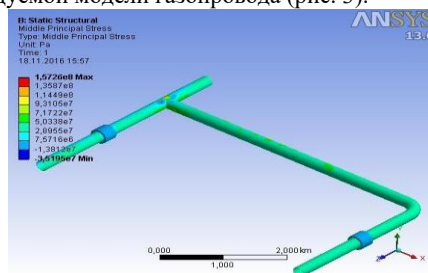


Рис. 3 Распределение средних значений главных напряжений

Согласно полученным расчетам, наибольшее НДС наблюдается в области тройника (рис. 4), но определенные напряжения и деформации являются допустимыми для данного материала и условий [6].

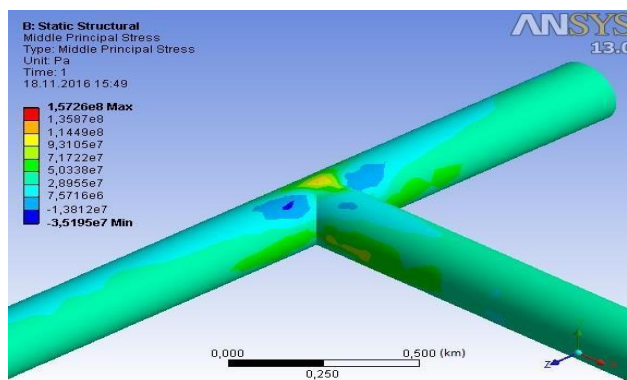


Рис. 4 Участок трубопровода с наибольшими значениями напряжений

Области с наибольшими значениями напряжений и деформаций являются допустимыми. Следовательно, трубопровод выдержит заданные эксплуатационные нагрузки.

Использование сетки КЭ с более мелким шагом делает возможным более детальное рассмотрение напряжения, чем при применении сетки с крупным шагом.

Полученные в ходе исследования НДС трубопроводной обвязки газопровода-отвода результаты позволяют определить участки с потенциально опасными местами и предпринять все необходимые меры для их устранения, повышая надежность трубопроводной системы.

Литература

1. Gadenin M. M. et al. Development of Automated System for Monitoring of Stress-Strain State and Residual Service Life of Pipelines //Research journal of pharmaceutical biological and chemical sciences. – 2015. – Т. 6. – №. 5. – С. 1318-1326.
2. Moustabchir H. et al. Numerical analysis of stress intensity factor and T-stress in pipeline of steel P264GH submitted to loading conditions //Journal of Theoretical and Applied Mechanics. – 2015. – Т. 53. – №. 3. – С. 665-672.
3. Moustabchir H. et al. Three-dimensional t-stress to predict the directional stability of crack propagation in a pipeline with external surface crack //Key Engineering Materials. – Trans Tech Publications, 2012. – Т. 498. – С. 31-41.
4. Рудаченко А.В., Саруев А. Л. Исследования напряженно деформированного состояния трубопроводов. – Томск: изд-во ТПУ, 2011 – 119 с.
5. Бруяка В.А., Фокин В.Г., Солдусова Е.А., Глазунова Н.А., Адеянов И.Е. Инженерный анализ в Ansys Workbench. – Самара: Самар. Гос. техн. ун-т, 2010. – 271 с.
6. СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы – 71 с.

ОБОСНОВАНИЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ РЕНОВАЦИИ СКВАЖИН ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА НА ОСНОВЕ СПЕКТРАЛЬНЫХ МЕТОДОВ ДИАГНОСТИКИ СОСТАВА И СТРУКТУРЫ КОЛЬМАТАНТА В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ ПЛАСТА

Т.Д. Пономарев

Научный руководитель – доцент А.Г. Латыпов

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа. Россия

В процессах реновации скважин подземных хранилищ газа (ПХГ) с использованием жидкостей глушения скважин или промывочных жидкостей на основе дисперсных систем, включающих в себе твердую фазу в виде глинистых минералов, последние частично остаются в пористой структуре призабойной зоны пласта (ПЗП) и оказывают негативное влияние на ее эксплуатационные характеристики – снижают естественную производительность скважин из-за создания фильтрационных сопротивлений притоку газа. Теория устойчивости дисперсных систем показывает, что регулирование реологических свойств глинистых образований (кольматанта), загрязняющих ПЗП, возможно осуществить путем физико-химического воздействия как на структуру адсорбционных слоев глинистых минералов, так и на характер взаимодействия их между собой [1].

Выбор класса химических реагентов для реализации этой цели осуществляют после установления природы и структуры адсорбционных слоев поверхности глинистых минералов, полученных из области ПЗП. Исследование проб глинистых образований, например, полученных из ПЗП Канчуриноского подземного хранилища газа (Башкортостан) показывает на присутствие в их составе органических соединений, оказывающих коагулирующее действие на глинистую дисперсную систему. Спектральный анализ проб, экстрагированных четыреххлористым углеродом в инфракрасной области (ИК-спектроскопия), позволил установить, что в исследуемых спектрах, помимо валентных колебаний гидроксильных групп (ОН) в области от 3400 до 3700 см^{-1} , свидетельствующих о присутствии воды, наблюдаются валентные колебания алкильных групп ($\text{CH}_3\text{-CH}_3$) в области 2600 до 3000 см^{-1} , деформационные колебания групп $[\text{C}(\text{CH}_3)_2]$ в области от 1370 до 1450 см^{-1} , валентные колебания двойных связей ($\text{C}=\text{O}$) в области

1750 см⁻¹, валентные колебания бензольного кольца в области 1450 см⁻¹. Спектральный анализ тех же проб, экстрагированных гептаном в ультрафиолетовой области (УФ-спектроскопия) показывает, что в исследуемых спектрах отмечается всплески в области от 200 до 250 нм, характерные для ароматических углеводородов.

Приведенные результаты исследований свидетельствуют о том, что в ПЗП коагулирующие глинистые образования претерпевают с течением времени молекулярно-поверхностные изменения и преобразуются в органофильные глинистые комплексы, которые вследствие своих аномальных реологических свойств обладают слабой подвижностью. Для разрушения структуры таких образований, консистенция которых может варьировать от суспензии до паст, предлагается воздействовать на них химически-активными композициями с синергетическим эффектом действия. Этот эффект проявляется в последовательном воздействии химических соединений из состава композиции на органические вещества, блокирующие обменные места на поверхности глинистых минералов с дальнейшим переводом этих веществ в дисперсионную среду глинистой суспензии и последующей адсорбции в обменных местах катионов, обладающих слабой гидратацией. Отмеченные процессы позволяют снизить консистенцию глинистой дисперсной системы и создать условия для ее эвакуации на дневную поверхность при гидродинамическом освоении скважины. Приведенным требованиям по физико-химическому механизму воздействия могут удовлетворять химические композиции, включающие в себя органические растворители и водный раствор поверхностно-активных монокарбоновых кислот (C1-C5) в соотношениях близких к получению гомогенизированной смеси [2].

Для практической оценки способности предлагаемой химически-активной композиции осуществлять разрушение структуры органофильных глинистых образований проводили сравнительные экспериментальные исследования на специальной экспериментальной установке, основу которой составляют торсионные весы Фигуровского, на которых дополнительно установили перфорированную площадку для испытываемых образцов глины, помещаемых в различные среды (реагенты для разглинизации). Перфорация посадочной площадки предназначена для обеспечения возможности удаления продуктов разрушения органофильных глинистых образований (испытываемых образцов) и измерения гравиметрической кинетики их разрушения. В качестве критерия стабильности структуры испытываемых глинистых образований, по которому проводили оценку воздействия исследуемых сред использовали гравиметрически фиксируемый показатель потери веса образцов на перфорированной площадке весов Фигуровского. Проведенная предварительно оценка и воспроизведение опытов показали на устойчивую корреляцию потери веса испытываемых образцов на весах Фигуровского и кинетики их разрушения при контакте с различными средами.

В результате исследований контакта глинистых образцов с различными средами установлено, что предлагаемая химически-активная композиция оказывает наиболее значительное воздействие на разрушение структуры органофильных глинистых образований (наблюдается разрушение до 98 % первоначальной объемной формы образцов) по сравнению с другими химическими реагентами различного строения, которые характеризуются поверхностной активностью на границе раздела фаз, причем концентрация их в исследуемых средах соответствовала показателю максимальной поверхностной активности $\frac{\partial \sigma}{\partial c}$ (согласно изотерм поверхностного натяжения).

В процессе проведения экспериментов установлено, что продолжительность выдержки химически-активной композиции в ПЗП при контакте с коагулирующим материалом для достижения наилучшего эффекта разглинизации должна быть не менее 20 часов, что связано с протеканием в дисперсной системе процессов растворения органических соединений и адсорбции обменных катионов на поверхности глинистых минералов.

Литература

1. Валеев М.М., Сахипов Ф.А. Латыпов А.Г. Повышение продуктивности скважин // Газовая промышленность. – 2000. – № 8. – С.38 – 40.
2. Латыпов А.Г. Неравновесные дисперсные системы в процессах эксплуатации скважин и пластов подземных хранилищ газа // Нефтегазовое дело. – 2003. – Т. 1. - № 1. – С.203 – 210.

БУДУЩЕЕ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА

А.В. Сидельников

Научный руководитель – доцент Н.В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Мировая энергетика в XXI веке вступила в полосу гигантских преобразований. Высокие цены на энергоносители в начале столетия подтолкнули научно-технический прогресс, что привело не только к повышению межтопливной конкуренции, но и к росту конкуренции между традиционными и нетрадиционными источниками углеводородов, а также интенсифицировали процессы энергосбережения, ограничивая тем самым темпы роста мирового энергопотребления. В эти же годы мировым сообществом была артикулирована проблема необходимости предотвращения изменений климата, ставшая драйвером усилий по ограничению роли ископаемого топлива [6]. При этом стремительно меняется сама архитектура мировых энергетических рынков, перераспределяются роли между основными их участниками, появляются новые игроки и формируются новые региональные рынки, а действующие – меняют правила своего функционирования [2].

В этих условиях энергетика мира оказывается в ситуации значительной неопределенности, что имеет крайне серьезные последствия для России, которая является одним из лидеров мировой энергетики и крупнейшим участником международных энергетических рынков. В экономике России топливно-энергетический комплекс (ТЭК)

СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

и экспорт его продуктов занимают уникальное положение, и их динамика прямо влияет на устойчивость национальной экономики. Поэтому адекватное видение развития данного сектора в долгосрочной перспективе имеет большое значение при прогнозировании и планировании развития экономики страны [5].

В Российской Федерации активно развивается новый топливно-энергетический комплекс по производству сжиженного природного газа (СПГ), в связи с этим происходит расширение поставок российского природного газа на экспорт. После периода замедленного роста предложения СПГ в 2012-2016 годах, к 2020 году ожидается крупномасштабное расширение мощностей по сжижению – они более чем удвоятся по сравнению с 2015 годом [4]. В первую очередь речь идет о целом ряде крупных проектов в Австралии и США. После 2025 года ожидается выход на глобальный рынок и крупных дополнительных объемов СПГ из России и стран Ближнего Востока. СПГ на мировом рынке энергоресурсов занимает лидирующие позиции, а его актуальность только растет, однако транспортировка этого вида топлива имеет свои особенности. Мощности, которыми обладают страны по сжижению и глобальный спрос на СПГ 2011-2040 гг представлены на рис. 1[3].

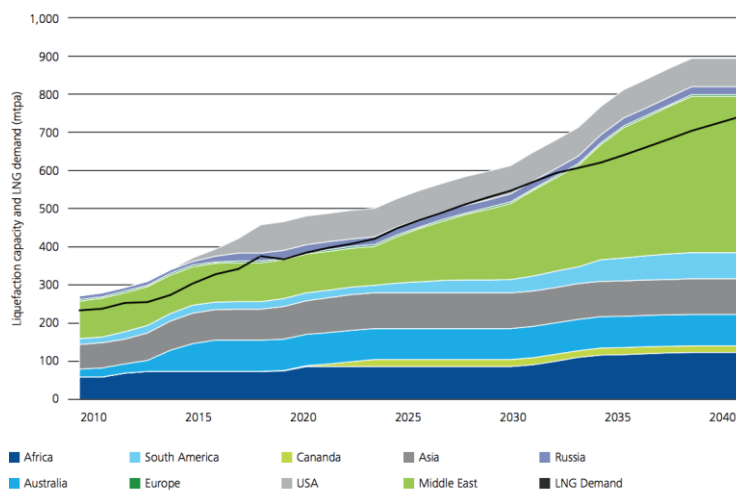


Рис. 1 Мощность сжижения по странам и глобальный спрос 2011-2040 гг.

Проблемой транспорта сжиженных природных газов по магистральным трубопроводам занимаются ученые многих стран, т.к. совокупность конкретных параметров и рекомендаций для условий, в которых магистральный трубопровод СПГ мог бы конкурировать с обычным газопроводом, достаточно широка, но на данный момент основной способ доставки СПГ потребителю – морской, при помощи танкеров газозовозов [1].

Газозовы являются плавучими резервуарами, хранилищами СПГ (они перевозят СПГ в охлажденном виде и под давлением, несколько больше атмосферного). Эксплуатация танкеров представляет собой многофазную систему, состоящую из: стоянки под загрузкой, пути с грузом, стоянки под разгрузкой, пути обратно без груза [8, 9].

Целью работы является создание математической модели, связывающей производимое количество сжиженного газа и своевременную подачу танкеров-газовозов под его вывоз с терминала, т.е. для обеспечения налаженного регулярного режима работы всего комплекса в целом.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующую задачу:

– получить алгоритм расчета необходимого количества танкеров-газовозов для бесперебойной работы завода по производству СПГ, учитывая объемную мощность завода и грузоподъемность танкеров.

Исходными данными для расчетов должны служить следующие показатели: грузоподъемность планируемых к использованию танкеров, объем газохранилищ, плотность метана, мощность завода, фактор максимально возможного хранения СПГ в резервуаре в разное время года.

Поток производства сжиженного природного газа может описать закон равномерной плотности:

$$f(x) = \frac{1}{\beta - \alpha}, \quad (1)$$

где: (β, α) – диапазоны колебаний заводской производительности

Далее n принимаем за среднюю производительность завода.

$$\begin{aligned} \alpha &= n(1 - \Delta) \\ \beta &= n(1 + \Delta) \end{aligned} \quad (2, 3)$$

где: Δ – отклонение (относительное) от среднего значения в отрицательную или положительную стороны, %.

Коэффициент вариации для закона равномерной плотности:

$$v = \frac{\beta - \alpha}{\sqrt{3}(\alpha + \beta)} \quad \text{или} \quad v = \frac{2n\Delta}{\sqrt{3}n} = \frac{2\Delta}{\sqrt{3}} \quad (4, 5)$$

Далее, λ (т/сут) – это интенсивность поступления СПГ в резервуары хранения, а μ (т/сут) – искомая величина, обеспечивающая непрерывную отгрузку СПГ. $D_{\text{ч}}$ (т) – грузоподъемность судна.

$$\mu^* = \frac{\mu}{D_u}, \lambda^* = \frac{\lambda}{D_u} \quad (6, 7)$$

Для расчета интенсивности поступления СПГ λ используем формулу:

$$\lambda = \frac{P_z}{360}, \quad (8)$$

где: P_z – производительность завода по переработке СПГ, т/год;

360 – количество учитываемых дней в году.

Для определения необходимого количества судов (N) для стабильного и бесперебойного вывоза СПГ, используем формулу:

$$N = \mu^* \cdot t_p, \quad (9)$$

где: t_p – среднее время рейса (сут).

Так же учитывается $t_{ож}$ – фактор максимального хранения СПГ в резервуаре, который учитывает процент допустимых потерь вследствие испаряемости сжиженного природного газа. Прибытие судов и поступление груза – регулярные события, поэтому коэффициент вариации потоков принимается промежуточным значением от 1 (простейший поток) до 0 (регулярность потока). Преобразуя формулу Литтла и Файанберга:

$$t_{ож} = \frac{\rho^2(V_{\lambda^*}^2 + V_{\mu^*}^2)}{2\lambda^*(1-\rho)}, \quad (10)$$

где: V_{λ^*} – коэффициент вариации прибытия судов;

V_{μ^*} – коэффициент вариации поступления груза.

Затем рассчитывается резерв R из получившейся совокупности судов:

$$R = (\mu^* - \lambda^*) \cdot t_p, \quad (11)$$

Далее рассчитывается S (%) – устойчивость отдельно для летнего и зимнего периода:

$$S = \left(1 - \frac{R}{N}\right) \cdot 100\%, \quad (12)$$

И находим круглогодичную устойчивость работы:

$$S = \left(\frac{S_l \cdot \tau_l + S_z \cdot \tau_z}{12}\right) \cdot 100\%, \quad (13)$$

где: τ_l – количество летних месяцев;

τ_z – количество зимних месяцев.

Полученный алгоритм позволяет рассчитывать необходимое количество танкеров-газовозов для обеспечения бесперебойного режима работы экспортного комплекса на заводе по переработке сжиженного природного газа с определенной устойчивостью работы.

Литература

1. Александров В.А. Производство и применение сжиженного природного газа, – М.:НПКФ «ЭКИП», 2004 г.
2. Деточенко Л.В. Сжиженный природный газ как новый фактор в географии мирового энергетического хозяйства, – М. Олимп-Бизнес, 2000 г.
3. Oil & Gas 360. Petrobras Cuts 2020 Production Estimates by 30 % in Latest Business Plan. URL: <http://www.oilandgas360.com/petrobras-cuts-2020-production-estimates-by-30-in-latest-business-plan/> (Дата обращения: 07.11.2017 г.).
4. Luketa-Hanlin A. A review of large-scale LNG spills: Experiments and modeling //Journal of hazardous materials. – 2006. – Т. 132. – №. 2-3. – С. 119-140.
5. Макаров А. А. и др. Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года (2013). – 2013.
6. Макаров А. А., Григорьев Л. М., Митрова Т. А. Эволюция мировых энергетических рынков и ее последствия для России //М.: ИНЭИ РАНАЦ при Правительстве РФ. – 2015.
7. Höök M., Tang X. Depletion of fossil fuels and anthropogenic climate change—A review //Energy Policy. – 2013. – Т. 52. – С. 797-809.
8. Гольянов А. И. Газовые сети и газохранилища. – Монография, 2004.
9. Касаткин Р. Г. Методика обоснования логистической системы морской транспортировки сжиженного природного газа из Арктики. Дисс. к. техн. н. – СПб., 2006.

**АНАЛИЗ ЗАВИСИМОСТИ ДОПУСКАЕМОЙ ОТНОСИТЕЛЬНОЙ ПОГРЕШНОСТИ МАССЫ
НЕТТО СЫРОЙ НЕФТИ ОПРЕДЕЛЯЕМОЙ ПРИ ПОМОЩИ СИКН ОТ МАССОВОЙ ДОЛИ
ВОДЫ И ПЛОТНОСТИ**

В.В. Сидельников, Р.К. Айтенов

Научный руководитель – доцент А.Г. Зарубин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. Конечная прибыль нефтетранспортных и нефтеперерабатывающих предприятий определяется точностью и качеством проведения товарно-коммерческих операций, которые невозможны без эффективной эксплуатации системы измерения количества и показателей качества нефти (СИКН).

Цель работы заключалась в проведении анализа зависимости допускаемой относительной погрешности массы нетто сырой нефти, определяемой при помощи СИКН, от массовой доли воды и плотности.

Для достижения цели работы были поставлены следующие задачи:

- провести анализ литературных источников по метрологическому обеспечению систем измерений количества и показателей качества нефти;
- проанализировать зависимости допускаемой относительной погрешности массы нетто сырой нефти, определяемой при помощи СИКН, от массовой доли воды и плотности.

С помощью системы измерения количества и показателей качества нефти можно определить качество и количество нефти. СИКН используется для определения массы нефти с помощью методов косвенных или прямых динамических измерений, а также нахождения качественных и технологических параметров нефти (плотность, вязкость, давление, температура), отображения, обработки и регистрации результатов измерений.

Система измерения количества и показателей качества нефти служит для руководства оперативного (технологического) или коммерческого учета продукции, которая отпускается или получается.

СИКН определяет, как качество нефти, так и ее количество в коммерческом учете, где является ведущим звеном между продавцом и покупателем. Нужно отметить, что данной системе измерений присущи высокие требования к точности измерения расхода так и ее надежности, и непрерывности процесса.

Система измерения количества и показателей качества нефти в оперативном учете, является практически автоматизированным средством для контроля параметров потока рабочей среды, а именно расхода, а также непосредственно режимов и уровня состояния технологических установок. СИКН при потребности может обеспечивать хозрасчеты внутризаводских операций.

При прохождении учитываемого продукта через систему измерительные преобразователи вырабатывают выходные сигналы, пропорциональные измеряемым параметрам, поступающие в систему обработки информации, последний этап обрабатывает эти сигналы по алгоритмам и выдает итоги измерений — массу (объем) продукта и параметры качества.

Если состав систем их схем, выполняемые функции, а также объем измерений обособляются в общие черты системы, то есть и различия, такие как: типы средств, степень автоматизации, обработки информации и сбора. Нужно отметить, что система измерения количества и показателей качества нефти обычно размещается параллельно магистральному трубопроводу. Для надежного перекрытия магистрального трубопровода устанавливают задвижки между входом и выходом продукта в систему. Для контроля протечек между задвижками устанавливают вантуз (контрольный канал).

СИКН это прежде всего система целевого назначения, которая представляет собой единичный экземпляр. Данная система сконструирована для определенного объекта и состоящей из блока измерительных линий (далее – БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК), блока трубопоршневой поверочной установки (далее – стационарная ТПУ), системы обработки данных и системы дренажа продукта. В соответствии с эксплуатационной и проектной документацией может осуществляться наладка системы и ее монтаж непосредственно на самом объекте эксплуатации.

Численный эксперимент. Рассчитали относительную погрешность измерений массы брутто товарной нефти при прямом методе динамических измерений [4]:

$$\delta_{Мбр}^{np} = \pm 1,1 \times \sqrt{\delta_m^2 + \delta_{ИБК}^2 + \delta_{АПМ}^2}, \quad (1)$$

Подставив данные в формулу (1) найдем $\delta_{Мбр}^{np}$:

$$\delta_{Мбр}^{np} = \pm 1,1 \times \sqrt{0,2^2 + 0,05^2 + 0,0001^2} = 0,22$$

Полученные пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто продукта при прямом методе динамических измерений во всем диапазоне измерений параметров рабочей среды и заданных условиях эксплуатации СИКН не превышают значений $\pm 0,25$.

Были найдены значения относительную погрешность измерений массы нетто товарной нефти:

$$\delta M_{нет} = \pm 1,1 \sqrt{(\delta m^*)^2 + \frac{\delta W_{M.B}^2 + \delta W_{M.П}^2 + \delta W_{X.C}^2}{\left(1 - \frac{W_{M.B} + W_{M.П} + W_{X.C}}{100}\right)^2}}, \quad (2)$$

Подставив полученные значения в формулу (2), найдем относительную погрешность измерений массы нетто товарной нефти:

$$\delta M_{\text{нет}} = \pm 1,1 \sqrt{(0,2)^2 + \frac{0,056^2 + 0,0033^2 + 0,0001^2}{\left(1 - \frac{0,0039 + 0,05 + 9,2}{100}\right)^2}} = 0,19$$

Результаты расчетов. Полученные пределы относительной погрешности измерений массы нетто товарной нефти во всем диапазоне измерений параметров рабочей среды и заданных условиях эксплуатации СИКН не превышает значений $\pm 0,35$.

Рассмотрели зависимости допускаемой относительной погрешности массы нетто сырой нефти от массовой доли воды и плотности. Нашли относительную погрешность при изменении плотности и массовой доли воды, построили графики зависимостей (рис. 1, 2).

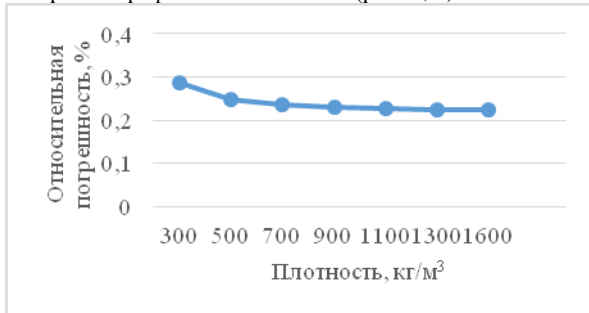


Рис. 1. График зависимости относительной погрешности массы нетто сырой нефти от плотности

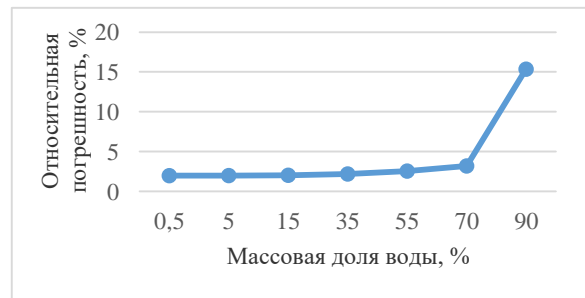


Рис. 2. График зависимости относительной погрешности массы нетто сырой нефти от массовой доле воды

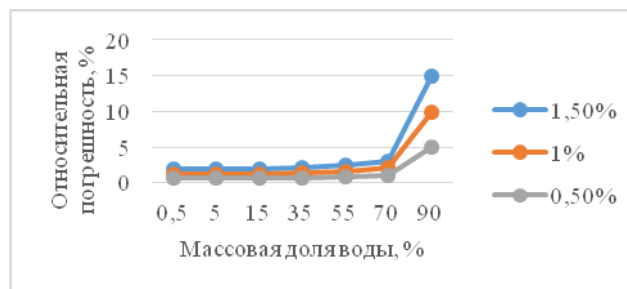


Рис. 3. График зависимости относительной погрешности массы нетто сырой нефти от массовой доли воды в нефти для приборов с различной точностью

Выводы. Наибольшее значение относительной погрешности массы нетто сырой нефти наблюдается при наибольшей массовой доле воды.

На основе построенных графиков делаем вывод о том, что наибольшая погрешность массы нетто сырой нефти наблюдается при изменении массовой доли воды. Следовательно, влагомер поточный вносит наибольший вклад в основную погрешность средств измерений.

Чтобы уменьшить погрешность массы нетто сырой нефти, увеличили точность самого прибора и построили график зависимости массы нетто сырой нефти от массовой доли воды для прибора с различной точностью (рис. 3).

Для уменьшения относительной погрешности массы нетто сырой нефти необходимо использовать влагомер с большей точностью.

Литература

1. ГОСТ Р 8.595-04. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений. — М.: Издательство стандартов, 2005 г. — 15 с.
2. ГОСТ Р 8.615-05 ГСИ. Измерения количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования. [Электронный ресурс]. — режим доступа к странице.: http://skbpa.ru/publish/gost_r_8.615_2005.pdf (дата обращения: 01.12.2017).
3. 54044-13 Описание типа средства измерений «Система измерений количества сырой, товарной нефти и нефтепродуктов».
4. 26 РМГ 100-2010 Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти. [Электронный ресурс]. — режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200088993> (дата обращения 03.12.17).

**ИССЛЕДОВАНИЕ ПУТЕЙ ПОВЫШЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ
ТРУБОПРОВОДОВ, ПРОЛОЖЕННЫХ В УСЛОВИЯХ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ**

С.А. Сиянков

Научный руководитель – доцент А.В. Рудаченко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Актуальной проблемой проектирования, строительства и эксплуатации нефтегазопроводов в условиях Крайнего Севера является обеспечение устойчивости оснований и эксплуатационной надежности нефтегазопроводов в условиях пролегания мерзлого грунта. Опыт показал, что чаще всего в результате механического и теплового взаимодействия трубопровода с грунтом происходит нарушение равновесия в литотехнической системе «газопровод – грунт оснований», что за собой влечёт значительные изменения естественных ландшафтов, а также активизацию геокриологических процессов, которые в свою очередь приводят к деформации трубы, потере её проектного положения и, как правило, к аварийным ситуациям.

Целью работы, являлось выявление технологических и технических параметров повышения конструктивной надежности магистрального газопровода, проложенного в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов.

В грунте, при промерзании, происходит криогенное пучение, которое сопровождается увеличением объема. В том случае, если увеличению объема промерзающего грунта препятствуют подземные конструкции фундаментов, нефтегазопроводы, анкерные устройства, то между этими сооружениями и мерзлым грунтом возникают мощные реактивные силы морозного пучения.

Кривые пучения грунтов при промерзании для типичных грунтов (песка, глины, суглинка и суглинка с подтоком воды) по опытам Н.А. Цытовича [1] показаны на рис.1.

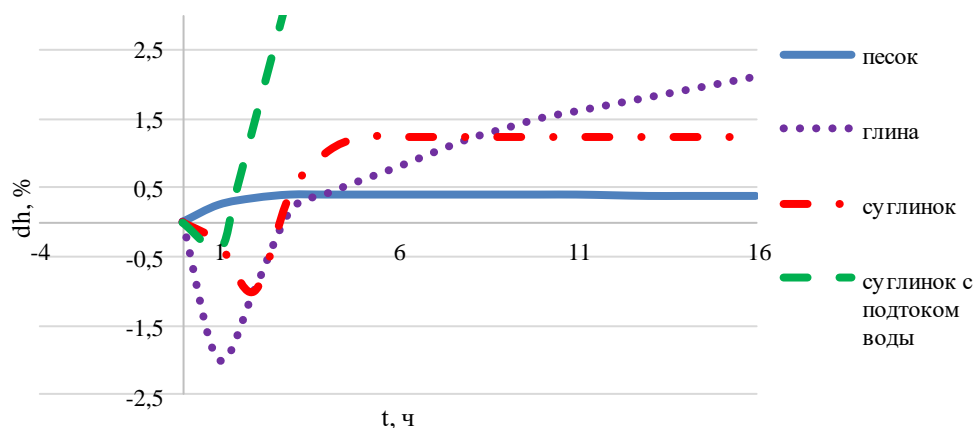


Рис. 1 Кривые пучения грунтов при промерзании

Морозное пучение водонасыщенного песка при промерзании его со всех сторон, показывает, что грунт данного вида склонен к быстрому увеличению в объеме. При продолжительном охлаждении, песок склонен уменьшаться в объеме. В случае же одностороннего промерзания водонасыщенного песка и свободного оттока воды объем песка практически остается неизменным, а значит можно сделать вывод, что морозное пучение не наблюдается.

Напряженно-деформированное состояние каждой несущей части магистрального нефтегазопровода определяется характеристиками воздействующих нагрузок на трубопровод. Такие нагрузки видоизменяются в зависимости от параметров перекачиваемого продукта, характеристик окружающей среды и т.д. Основными нагрузками для нефтегазопроводов являются: собственный вес трубы, давление грунта, вес транспортируемого продукта, внутреннее давление, просадка и пучение грунта, давление от оползней. Необходимо заметить, что даже в теплое время года на сильно обводненных участках трассы пучение грунта и появление равномерно распределенных сил морозного пучения наблюдается. Действие сил морозного пучения вдоль нефтегазопровода показано на рис. 2.

Одним из основных условий, обеспечивающих поддержание эксплуатационной надежности является выполнение прочностных расчетов, при проведении которых учитывается действительное условие работы нефтегазопровода. В данной задаче, расчет толщины стенки трубы на устойчивость и прочность является определением напряженно-деформированного состояния, которое обуславливается нагрузками и усилиями, которые возникают под действием от внешних источников [2].

Для определения напряжений в стенке трубопровода, а также обозначения диапазона возможных изменений численных характеристик процессов, которые влияют на возникновение деформаций, производится расчет прочностного напряжения, которое возникает при морозном пучении в многолетнемерзлом грунте. Расчет напряженно-деформированного состояния участка подземного трубопровода производился в программном пакете ANSYS.

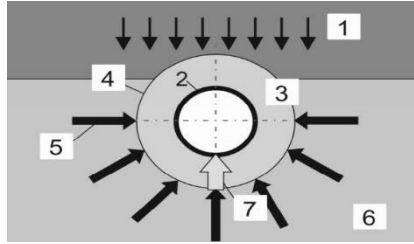


Рис. 2 Воздействие силы морозного пучения на газопровод в летний период: 1 - сила веса грунта; 2 – газопровод с транспортируемым продуктом с температурой 3°C; 3 - образование льда в замерзшем грунте; 4 - граница замерзшего грунта ($t = 0^{\circ}\text{C}$); 5 - сила расширения, образовавшегося при втягивании воды в зону замерзания и ее замораживании; 6 - грунтовая вода; 7 - сила морозного пучения

В качестве исследуемого трубопровода, взят участок газопровода со следующими исходными данными:

- номинальный диаметр (Dн) – 400 мм;
- толщина стенки (δ) – 10 мм;
- внутреннее давление (Pраб) – 5,5 МПа;
- марка стали – 09Г2С;
- длина (L) – 10 м.

Независимыми параметрами являются упругие характеристики материала: модуль Юнга и коэффициент Пуассона. В ходе определения напряженного состояния газопровода берутся в учёт напряжения кольцевые – от внутреннего давления и напряжения продольные осевые – от всех нагрузок, которые возникают под действием внешних источников [3].

Максимальными значениями продольных напряжений являются участки в точках закрепления трубопровода (рис. 3). Значение прогиба будет наибольшим на расстоянии от края на 5 м (рис. 4).

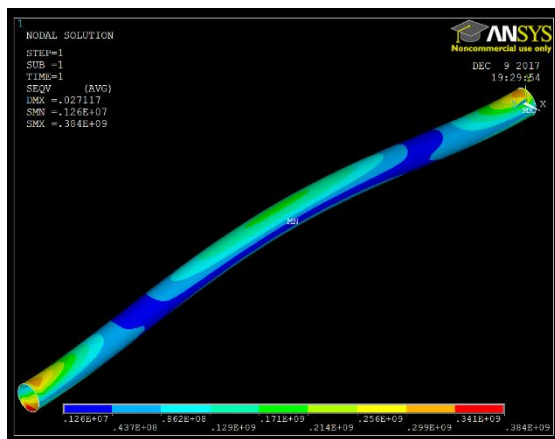


Рис. 3 – Напряжение по Мизесу

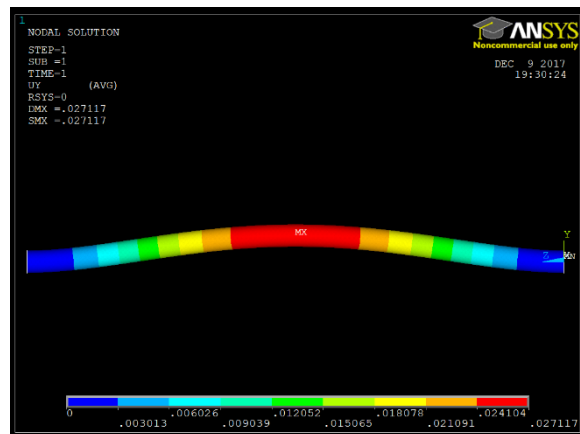


Рис. 4 – Деформации, возникающие при выпучивании участка трубопровода

Результаты полученные в ходе моделирования позволяют сделать следующие выводы:

- изменение значения напряжений, которые возникают при морозном вспучивании грунта, достигает величины, близкой к пределу текучести, выбранной стали 09Г2С. В таком случае можно считать, что данная сталь не подходит и необходимо применять более прочную сталь, к примеру сталь марки К65 с внутренним гладкостным покрытием;
- численные значения напряжений изменяются по длине газопровода. Прилегающие части трубопровода в участках плотного закрепления в грунте характеризуются максимально повышенным значением напряжения. Решениями данной проблемы являются: термостабилизация грунта в местах морозного пучения, а также применение специальных технологических плавающих опор.

Литература

1. Цытович Н.А. Основания и фундаменты. – М.: Изд-во «Высшая школа», 1970. – 240 с.
2. Шутов В.Е., Васильев Г.Г. Механика грунтов. – М.: Изд-во «ЛОРИ». – 2003. – 126 с.
3. Дейнеко С.В. Оценка надежности газонепроводов. Задачи с решениями. – М.: Изд-во «Техника», 2007. – 80 с.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ СПОСОБОВ ДИАГНОСТИКИ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ

А.Ю. Травков

Научный руководитель – доцент Н.А. Антропова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. Проведение диагностики с целью определения технического состояния трубопровода является неотъемлемой частью системы трубопроводного транспорта [2], более того мониторинг технического состояния представляют собой наиболее важную составляющую трубопроводной системы. На современном этапе развития дефектоскопии представлено множество методов и способов для определения технического состояния трубопроводов, однако каждый метод имеет свои преимущества и недостатки, а также свои особенности и ограничения, которые зависят от внутренних и внешних параметров сред и влияют на эффективность определения состояния. Внедрение передовых информационных технологий в современном мире является приоритетной задачей, конструирование и построение интеллектуальных систем представляет собой наиболее актуальное направление в сфере информационных технологий [3 – 6].

Наиболее важными целями для обеспечения комфортной и надежной эксплуатации трубопроводов является сокращение временных и трудовых затрат, а также исключение человеческих факторов. Поскольку «стандартные» методы поиска решения в ручном режиме занимают большое количество времени, наиболее рациональным будет применение интеллектуальных средств для построения интеллектуальных систем, которые способны решить необходимые задачи в проблемных областях исследуемой области.

Разработка компьютерных систем диагностики технического состояния трубопровода, которые обладают высокой степенью надежности, необходима при эксплуатации нефте- и газопроводов. Неверное определение технического состояния, игнорирование плана-графика проведения работ, неверное прогнозирование состояния трубопровода и другие факторы, могут привести к остановке процесса транспортировки сырья, авариям и другим нежелательным последствиям, что неминуемо ведет к большим финансовым затратам. Анализ существующих методов определения технического состояния показал, что комбинации методов и их использование, применяемых на практике, не обладают достаточно возможной эффективностью и не в полной мере учитывают все возможные признаки, влияющие на диагностику трубопровода.

Исходя из вышесеречисленного, рационально применить современные компьютерные системы для решения задач по анализу эффективности способов диагностики трубопроводов, выявлению различного рода закономерностей, влияющих на техническую составляющую трубопровода и принятие решений по диагностике трубопровода.

Анализ методов диагностики трубопроводов.

В процессе изучения методов диагностики трубопроводов [7 – 9], выделены основные средства для определения технического состояния, к таким средствам относятся: визуально-измерительный контроль; контроль методом направленных волн; ультразвуковая толщинометрия; вихретоковый контроль; Однако, перечисленные методы не означают исключение остальных средств определения технического состояния. На потенциально опасных участках трубопровода с целью повышения достоверности результатов контроля, а также за отсутствием возможности применения вышесеречисленных видов неразрушающего контроля производится контроль другими методами. Анализ методов диагностики показал их достоинства и недостатки, а также способы улучшения эффективности определения состояния трубопровода. Подход к определению технического состояния трубопровода, является одним из ключевых моментов в процессе диагностик трубопровода. При применении, зарекомендовавшим себя, методом ультразвуковой дефектоскопии производится точечный контроль выборочного места поверхности трубопровода, при котором вероятность нахождения дефекта сравнительно не высока. Однако при определении технического состояния трубопровода с применением нескольких приборов позволяет улучшить результаты. Так применение метода направленных волн имеет ряд преимуществ, из которых сканирование всей поверхности трубопровода на расстояние до 200 метров за одно измерение и определение расстояние до дефекта, но данный метод имеет не достаточную точность для локализации дефекта. Тогда локализацию дефекта необходимо производить вихретоковым методом по результатам сканирования методами направленных волн. В то время как для подтверждения дефекта используется метод ультразвуковой толщинометрии. Таким образом, концепция с применением нескольких приборов в комплексе позволяет производить адресный ремонт трубопровода вместо реконструкции всего трубопровода, существенно увеличив вероятность обнаружения дефекта с уменьшением вероятности пропустить дефект, тем самым повысив качество диагностики.

Применение интеллектуальных системы для определения технического состояния трубопровода.

В ходе проведения анализа методов диагностики, а также их особенностей, эффективности и способов их применения в сфере обеспечения надежности транспортировки углеводородов, представленных в публикациях [7 – 9], предлагается создание интеллектуальной системы для диагностики технического состояния трубопровода.

Основным этапом создания интеллектуальной системы в проблемной области является сбор и структуризация данных, которые необходимы для диагностики технического состояния. Параллельно поиску данных происходит определение методов и становления ее функционала, необходимого для выявления разного рода закономерностей и принятие решений по проблемной области. Происходит поиск и сбор данных и знаний, которые являются основными и необходимыми для заполнения базы знаний.

В основе предлагаемой разрабатываемой системы находится матричная модель представления данных и знаний.

Для представления обучающей выборки задающей описания объектов, относительно которых известна их принадлежность выделенным образам используется матричная модель представления данных и знаний, включающая целочисленную матрицу описаний Q и матрицу различий R [6].

Примем под понятием «объекты», необходимые параметры, описывающие признаковое пространство характеристических признаков, в качестве таких признаков берем знания, которые используют специалисты для определения технического состояния трубопровода, такими признаками могут быть, линейная скорость, срок службы трубопровода, последние показания диагностики и ряд других.

Строки целочисленной матрицы описания Q сопоставляются обучающим объектам s_i ($i = \overline{1, N}$, где N – количество объектов), а столбцы матрицы описания сопоставляются характеристическим признакам z_j ($j = \overline{1, M}$, где M – количество признаков, представляющих описание каждого объекта). Элемент $q_{i,j}$ матрицы описания Q задает значение j -го признака для i -го объекта. Важно учесть, что интервалы разбиения каждого характеристического признака, а также сами характеристические признаки представлены целыми числами.

Формирование базы данных и знаний осуществляется на основе матричной модели представления данных и знаний [6], включающей целочисленную матрицу описания (Q), которая задает описание объектов в пространстве k -значных характеристических признаков z_1, \dots, z_m и целочисленную матрицу различий (R), задающую разбиение объектов на классы эквивалентности по каждому механизму классификации. Для каждого признака z_j ($j \in \{1, 2, \dots, m\}$) задается либо целочисленное значение, либо интервалы изменения его значений.

Строкам матрицы описания Q сопоставляются строки матрицы различия R , а столбцам – классификационные признаки k_j ($j = \overline{1, L}$, где L – число механизмов классификации, разбивающих обучающие объекты на классы эквивалентности). Элемент $r_{i,j}$ матрицы R задает принадлежность i -го объекта некоторому классу (путём указания его номера) по j -му механизму классификации.

Заключение.

На основе проведенного анализа эффективности методов диагностики, а также средств и способов их применения в области трубопроводного транспорта, предлагается создание интеллектуальной системы для диагностики технического состояния трубопровода, которая предназначена для выявления закономерностей между параметрами внешней и внутренней сред, которые влияют на состояние трубопровода, а также для принятия и обоснования решений по диагностике трубопровода.

Разрабатываемая интеллектуальная система позволит оперативно определить наиболее эффективный и экономически выгодный способ диагностики трубопровода. Компания, которая обслуживает трубопровод, будет иметь возможность оперативно реагировать на изменения в трубопроводе и наиболее точно прогнозировать его поведение в определенный промежуток времени.

Литература

1. СНиП 2.01.07-85 «Нагрузки и воздействия». – М.: Госстрой СССР, 1985. – 48 с.
2. СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы». – М.: Госстрой России, 2001.–86 с.
3. Yankovskaya A. E. et al. IMSLOG-2002 software tool for supporting information technologies of test pattern recognition //Pattern Recognition and Image Analysis (Advances in Mathematical Theory and Applications). – 2003. – Т. 13. – №. 2. – С. 243-246.
4. Yankovskaya A., Travkov A. Matrix model of data and knowledge presentation to revealing regularities of the fluid flow regime in a pipeline based on hydrodynamics parameters //CEUR Workshop Proceedings. – 2017. – Vol. 1903. – P. 54 – 58.
5. Янковская А. Е. Логические тесты и средства когнитивной графики //Издательский Дом: LAP LAMBERT Academic Publishing.–2011.–92 с. – 2011.
6. ГОСТ Р 55611-2013 «Контроль неразрушающий вихретоковый. Термины и определения». – М.: Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, 2013. – 16 с.
7. ГОСТ Р 55614-2013 «Контроль неразрушающий. Толщиномеры ультразвуковые. Общие технические требования». – М.: Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, 2013. – 11 с.
8. ГОСТ 153-39.4-010-2002 «Методика определения остаточного ресурса нефтегазопромысловых трубопроводов головных сооружений». – М.: Минэнерго России, 2002. – 57 с.

**О ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ДВУХПОТОЧНЫХ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ ДЛЯ
ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА**

Х.А. Туманян, А.А. Романов

Научный руководитель – д.т.н., профессор, Ю.А. Сазонов

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

В области добычи нефти и газа, к числу актуальных задач относится задача эффективной перекачки газожидкостных смесей и утилизации низконапорного газа. Весьма перспективным видится направление работ по совместному использованию струйной техники и силовых насосов, позволяющих осуществлять перекачку многофазных сред. В первую очередь обычно обсуждается вопрос о насосном оборудовании.

Целью исследований является определение основных ориентиров и направлений развития научных и конструкторских работ, с учетом особенностей применения двухпоточного центробежного насоса на месторождениях. Центробежные насосы с двумя выходными каналами позволяют повысить эффективность рабочего процесса, и практический интерес к таким гидравлическим машинам не ослабевает уже десятки лет [1, 3, 4, 6 – 12]. На рис. 1 представлена схема двухпоточного центробежного насоса.

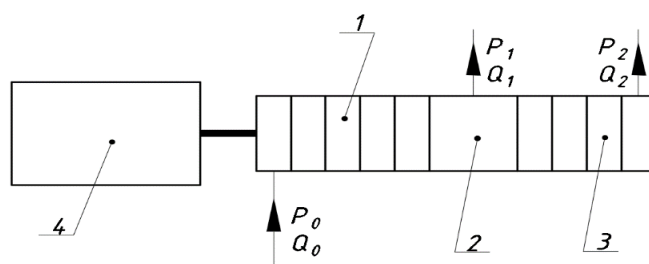


Рис. 1 Схема двухпоточного центробежного насоса

Двухпоточный центробежный насос содержит две рабочие камеры 1 и 3 с различным количеством ступеней; двигатель 4. Двухпоточный насос оснащен разделительной вставкой 2 с дополнительным выходным каналом. Параметры давление и объемный расход в дополнительном выходном канале обозначены как P_1 , Q_1 . Давление и объемный расход в основном выходном канале – P_2 , Q_2 . Давление и объемный расход во входном канале двухпоточного центробежного насоса – P_0 , Q_0 .

Многоступенчатый центробежный насос с двумя выходными каналами, отнесенный к группе двухпоточных насосов, позволяет создать двухкамерную струйную насосно-компрессорную установку. В двухкамерной струйной насосно-компрессорной установке перекачиваемая газожидкостная смесь сжимается последовательно в двух рабочих камерах: в рабочей камере струйного аппарата и в рабочей камере многоступенчатого центробежного насоса. Такая конструкция двухкамерной насосно-компрессорной установки с учетом высокой унификации и гибкости в регулировке, может составить конкуренцию известным двухвинтовым мультифазным насосам. Прорабатываются также и варианты скважинных установок [11]. Известно, что количество рабочих камер может быть и более двух [2]. Вместе с тем известно, что многоступенчатые насосные установки пока остаются недостаточно изученными [5].

В связи с этим в рамках исследований была создана стендовая установка, которая позволяет смоделировать условия работы реального двухпоточного насоса и в результате провести сбор данных для изучения рабочего процесса и создания математической модели. Опытный образец насоса изготовлен с использованием технологии 3D печати и резки лазерным станком на базе лаборатории кафедры «Машин и оборудования нефтяных и газовых промыслов».

В ходе первых лабораторных работ отмечены некоторые особенности рабочих характеристик опытного образца двухпоточного насоса. У обычного центробежного насоса характеристика всегда представлена в виде линии на координатной плоскости с осями «подача-давление». И каждому режиму работы насоса соответствует одна точка на этой линии, в пределах координатной плоскости. У центробежного насоса с двумя выходными каналами всё обстоит иначе. Вместо одной линии на координатной плоскости необходимо представить плоскую фигуру, которую можно представить и как совокупность бесконечного множества отдельных линий. Кроме того, на координатной плоскости необходимо представить не одну, а две плоские фигуры. Одна из фигур позволяет охарактеризовать параметры потока с расходом Q_1 , а вторая из фигур позволяет охарактеризовать параметры потока с расходом Q_2 . При этом определенному режиму течения в выходном канале с расходом Q_1 , соответствует строго определенный режим течения в выходном канале с расходом Q_2 .

В ходе исследовательских работ отмечено, что при регулировании потока в одном выходном канале, своеобразно меняются параметры потока во втором выходном канале. Так при повышении давления в одном выходном канале здесь снижается и объемный расход, и это характерно для центробежных насосов. Но во втором выходном канале, при такой регулировке, наблюдается и рост давления, и рост объемного расхода, а это уже несвойственно для центробежного насоса.

Результаты проведенных исследований имеют признаки научной новизны, так впервые создана математическая модель, позволяющая учесть взаимное влияние двух выходных потоков двухпоточного центробежного

насоса. Показано что двухпоточные центробежные насосы обладают уникальными свойствами, которые не описываются известными уравнениями и которые могут представлять практическую ценность для нефтяных компаний.

Литература

1. Донской Ю.А., Пекин С.С. ЭЦН с частотно-регулируемым приводом // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2010. – № 3. – С. 68 – 69.
2. Дроздов Н.А. Исследование фильтрационных характеристик при вытеснении нефти водогазовыми смесями и разработка технологических схем насосно-эжекторных систем для водогазового воздействия на пласт: Автореферат. Дис. ...канд. тех. наук. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012г. – 24 с.
3. Быков И.Ю., Бочарников В.Ф., Ивановский В.Н., Цхадая Н.Д., Мордвинов А.А., Бобылев Т.В. Техника и технология добычи и подготовки нефти и газа. Т.2. – М: ООО РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2015. – 420 с.
4. Ивановский В.Н., Сазонов Ю.А., Соколов Н.Н. Перспективные конструкции ступеней центробежных насосов для добычи нефти // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2007. - № 1. -С.55 – 56.
5. Ивановский В.Н. Анализ перспектив развития центробежных насосных установок для добычи нефти // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 4. – С. 64 – 67.
6. Сазонов Ю.А., Деговцов А. В., Казакова Е.С., Клименко К.И. Многопоточный эжектор и новое направление для развития струйной техники // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2012. – № 4. – С. 75 – 77.
7. Сазонов Ю.А. Математическое моделирование перспективных динамических насосов и машин // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – М.: ВНИИОЭНГ, 6/2009. –С. 35 – 38.
8. Сазонов Ю.А. Варианты преобразования уравнения Эйлера и математическая модель первого уровня для центробежного насоса // Бурение и нефть. – 2008. – № 10. – С. 33 – 35.
9. Сазонов Ю.А., Мохов М.А., Мищенко И.Т., Туманян Х.А., Франков М.А. Разработка эжекторных систем для месторождений с трудноизвлекаемыми и нетрадиционными запасами углеводородов // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 10. – С. 110 – 112.
10. Сазонов Ю.А., Мохов М.А., Мищенко И.Т., Туманян Х.А., Франков М.А. Перспективы использования двухкамерных насосно-компрессорных установок для перекачки многофазных сред // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 11. – С. 137 – 139.
11. Пат. 112960. Россия 2011139823. Струйная насосная установка Заявка на полезную модель. Сазонов Ю.А., Ивановский В.Н., Заякин В.И., Казакова Е.С., Димаев Т.Н. Опубл. 27.01.2012. – Бюл. №3.
12. United States Patent 2315656. Dual pressure pumping system. // Ralph, Rhoda. – Publication Date: 04/06/1943 - <http://www.freepatentsonline.com/2315656.pdf>

УСТАНОВКА МОРСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ

Р.Р. Хайруллин

Научный руководитель – ассистент С.С. Васенин

Национальный Исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Природный газ – смесь метана, бутана, пропана и многих других газов, образовавшихся в недрах земли при разложении органических веществ. Является полезным ископаем. Добывается не только на газоконденсатных месторождениях, но и на нефтяных [1].

Для использования газа в прямом назначении, т.е. горении, он проходит множество производственных объектов. А если требуется из газа сделать полиэтилен и прочие вещи, которыми мы так привыкли пользоваться, то газ проходит еще несколько серьезных установок и только потом превращается в пластиковый пакетик. В настоящее время основным видом транспортировки природного газа является трубопроводный, который можно применять не только на суше, но и на воде. Несмотря на особенности прокладки труб на земле и под ней, укладка труб на морском дне представляет собой ряд проблем, особенно на большой глубине.

Плавуемость влияет на процесс трубопровода, как положительным, так и отрицательным образом: в воде труба весит меньше, если она заполнена газом/воздухом что снижает нагрузку на трубоукладочное судно. Если газ в трубопроводе находится под давлением, то его подъёмная сила много больше, чем просто газа без давления. Но находясь на морском дне, труба должна быть устойчивой и находиться на одном месте. Это может быть обеспечено весом жидкости, проходящего через трубопровод, но газ не дает такого эффекта, чтобы труба оставалась не плавучей, в фиксированном положении на дне. В случае небольших глубин трубы бетонируют, для поддержания статичности, когда трубопровод располагается на большой глубине, количество изоляции и толщины труб обычно достаточно, чтобы обеспечить статичность [2, 4].

Существует три основных способа укладки труб на морском дне: S-lay, J-lay и tow-in.

Tow-in – буксировки плетей. Здесь труба подвешена в воде с помощью модулей плавучести, а одно или два буксировочные судна доставляют трубы до пункта назначения. По достижению указанного места, модули плавучести удаляются или заливаются водой, и трубы опускаются к морскому дну [3].

Существует четыре основных видов буксировки трубопровода.

Поверхностная буксировка представляет собой буксировку трубопровода по поверхности воды. В этом методе судно тянет трубы по поверхности воды, а модули плавучести помогают удерживать ее на поверхности воды.

Применение меньших модулей плавучести, чем буксировке по поверхности, реализовано в Приповерхностной буксировке. Плетей труб подвешены на цепях между двумя буксирами, один из которых тянет плеть, второй создает натяжение. Величина провисания ограничена глубиной воды.

СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

Придонная буксировка использует дополнительные утяжелители в виде цепей. Когда последние касаются поверхности дна, их вес уменьшается, и погружение плети прекращается.

И последний способ – донная буксировка. Данный способ применим только для мелководья с мягким и ровным дном. Реализуется путем затопливания труб, после чего волоком перемещают по дну.

S-Lay – укладка по S-образной кривой. При выполнении установки трубопровода монтаж труб производится на месте укладки, на борту судна-трубоукладчика, где находится все необходимое оборудование для сварки, модули дефектоскопии, оборудование для нанесения покрытий в местах стыков труб и тому подобное. Трубы на судне, находящиеся в горизонтальном положении, после наращивания, опускаются на дно при помощи специальной направляющей конструкции – стингера, образует кривую, по форме напоминающую букву «S». Правильное натяжение является неотъемлемой частью процесса установки труб, которое достигается при помощи натяжных роликов и управляемой тяги. Укладка по S-образной кривой производится на глубинах до двух километров (6500 футов) и до шести километров (4 мили) протяженностью в день. В случае, когда необходимо остановить укладку трубопровода, к уже готовой к спуску плети приваривают заглушку, добиваясь герметичности, со специальными захватами, и опускают на дно. При возобновлении работ трубоукладчик цепляет заглушку и вытягивает плеть наверх [6].



Рис. 1 Tow-in

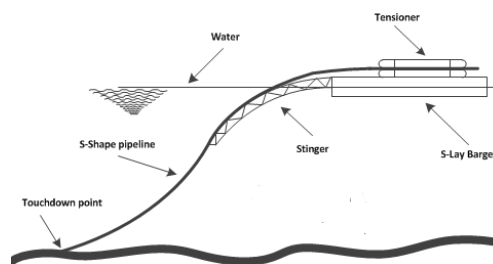


Рис. 2 S-lay

J-lay – укладка по J-образной кривой. Данный метод опускания труб снижает сосредоточенные нагрузки и сильного натяжения плеть, путем постановки трубопровода почти в вертикальное положение. Снижение напряжения на трубах, позволяет укладывать трубопровод на больших глубинах, в сравнении с S-образным способом. К тому же в ходе прокладки трубопровод может выдержать сильные течения вод и значительные колебания трубоукладчика. Однако, в отличие от системы S-lay, где сварка труб может осуществляться одновременно в нескольких местах вдоль палубы судна, в данном случае можно установить только один сварочный пост, что замедляет работу.

Каждому методу укладки трубопровода требуется необходимы специальные суда, отвечающие всем требованиям той или иной системе укладки. Существует три основных типа трубоукладочных судов.

Для систем J-lay и S-lay применяют суда, которые включают в себя сварочную станцию и подъёмный кран на борту корабля. 12- или 24-метровые секции труб свариваются в специальных закрытых от ветра и воды помещениях. На таких типах судов плеть укладывается по одной секции за раз.

Также есть альтернатива судам с однозаходной укладкой труб – Reel barge - корабли, оснащенные вертикальным или горизонтальным барабаном, около 20 метров в диаметре и 6 метров, вокруг которого намотана плеть трубопровода. Горизонтальные барабаны применимы только для S-образной укладки труб, когда вертикальный барабан позволяет выполнять установку для систем обеих систем. При использовании барабанных судов сварочные работы происходят на суше, что снижает затраты на установку.

Катушечная труба поднимается с погрузочной станции на судно, и труба выкатывается при движении судна. Как только вся труба на барабане уложена, корабль либо возвращается на берег для погрузки другой катушки, либо судно оснащено кранами, способными устанавливать новые катушки из труб с транспортного судна и возвращать использованную [5].

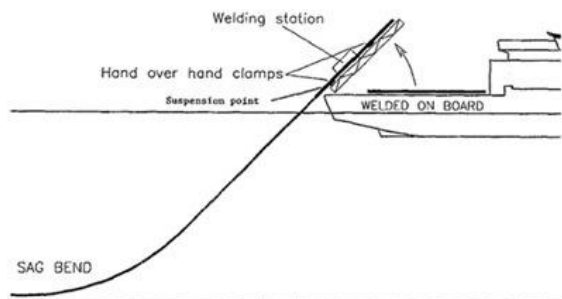


Рис. 3 J-lay



Рис. 4 Судно с системой Reel-lay

На данный момент существует три способа укладки труб: S-lay, J-lay и Tow-in. Выбор системы укладки зависит от природных и экологических условий, наличия оборудования и финансов, глубины в месте укладки, длины и диаметра трубопровода. Самым свежим примером сооружения подводного трубопровода стал знаменитый

проект «Северный поток», пролеглий по балтийскому дну и соединивший российскую и немецкую газотранспортные системы.

Литература

1. Бородавкин П. П., Березин В. Л. Сооружение магистральных трубопроводов. – Недра, 1977.
2. Бородавкин П. П., Подводные трубопроводы. – М.: Недра, 1979.
3. Капустин К. Я., Камышев М. А. Строительство морских трубопроводов // М.: Недра. – 1982.
4. Светлицкий В. Механика гибких стержней и нитей. – М.: «Машиностроение», 1978.
5. Грудницкий Г.В., Шадрин О.Б. Сезин А.И. Опыт и проблемы строительства морских трубопроводов // Строительство трубопроводов. – 1988. – № 7.
6. Пат. 2229053 РФ, Судно-трубоукладчик и способ прокладки трубопроводов. Бьянки С., Синьяролди Т. Заявлено. 21. 07.1999; Опубл. 20.05.2004.

ВРЕЗКА ПОД ДАВЛЕНИЕМ В МАГИСТРАЛЬНЫЙ ТРУБОПРОВОД

М.А. Хрящев

Научный руководитель – доцент В.Г. Крец

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При современных огромных объёмах добычи и потреблении нефти и газа создаётся необходимость создания большой сети магистральных трубопроводов, которые транспортируют данные виды продуктов от места добычи, переработки и хранения к потребителям. Бесперебойность и непрерывность поставок нефтепродуктов является важной функцией магистральных трубопроводов. Зачастую эксплуатирующие организации выполняют ремонт трубопроводных сетей путём отключения участка трубопровода и приостановлением транспортировки. В ходе таких работ необходимо отключение потребителей, понижение и восстановление давления транспортируемой среды, а также ее сброс, продувка трубопровода и переподключение потребителей. Такой простой ведет к гораздо большим временным и денежным затратам, чем сами ремонтные работы. Альтернативой такого традиционного способа является врезка в трубопровод под давлением без потери давления и остановки перекачки транспортируемого продукта.

Метод врезки под давлением используется в двух вариантах: при ремонте участка трубопровода и его реконструкции, например, для прокладки автомагистралей, а также для подключения отдельных потребителей. Врезку можно проводить при любых климатических условиях и на любой местности. Ключевыми принципами этого метода являются: безопасность, быстрота, эффективность.

В настоящее время существуют две, хорошо зарекомендованные себя, технологии, позволяющие выполнять работы по ремонту, реконструкции, замене и подключению новых трубопроводов без прекращения транспортировки продукта: технология компании “T. D. Williamson” (США, Бельгия) [3]; технология “Ravetti” (Италия) [1]. Обе технологии подходят для работы в стесненных условиях, что очень удобно при ремонтных работах в котловане при условии подземной прокладки трубопровода, а также обладают рядом преимуществ и недостатков.

Технология компании “T. D. Williamson” предусматривает перекрытие трубопровода для ремонта с помощью оборудования “STOPPLE” по следующим этапам: монтаж четырёх разрезных тройников на магистральную часть трубопровода; установка временных “SANDWICH” задвижек на тройники; монтаж сверлильной установки; сверление отверстия в трубопроводе через задвижку и переходное устройство при помощи фрезы с центрирующим сверлом; удаление фрезы с вырезанным купоном и закрытие “SANDWICH” задвижки; сверление отверстий на остальных трёх тройниках; монтаж байпаса и его заполнение транспортируемой средой; перекрытие участка трубопровода с помощью запорных головок механизма “STOPPLE” и стравливание давления в этом участке [2].

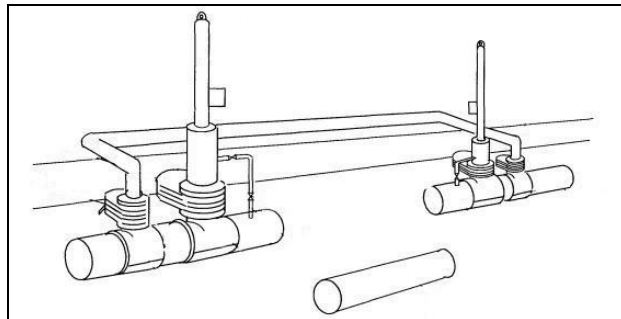


Рис. 1 Врезка временного байпаса и перекрытие полости газопровода с использованием четырех фитингов по технологии “T. D. Williamson”

Технология компании “Ravetti” предусматривает перекрытие трубопровода для ремонта с помощью оборудования «СТОП-СИСТЕМА» по следующим этапам: приварка двух разрезных тройников (фитингов) на участок трубопровода с последующей установкой на них сендвич-клапанов; установка на сендвич-клапан машины для врезки с последующей врезкой под давлением в действующий трубопровод; изымание через сендвич-клапан

вырезанной части трубопровода и его закрытие; установка просмотрового устройства для зачистки внутренней поверхности трубы от отложений; установка стоп-системы “Ravetti” на сэндвич-клапан для перекрытия трубопровода и транспортировки среды по байпасной линии, которая, в свою очередь, устанавливается на самую стоп-систему “Ravetti”[1].

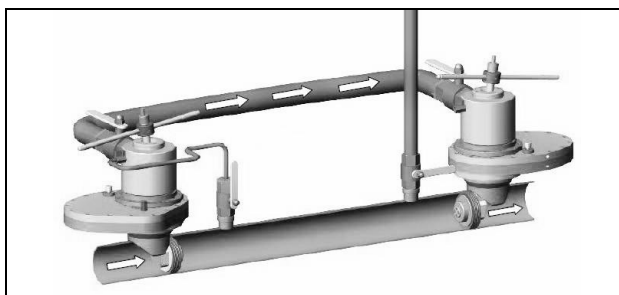


Рис. 2 Врезка временного байпаса и перекрытие полости газопровода с использованием двух фитингов по технологии “Ravetti”

Рассматривая данные технологии врезки в целом, следует выделить следующие достоинства: снижение трудозатрат в результате отсутствия необходимости работ по отключению и повторному пуску потребителей, что сводит газоопасные работы к минимуму; возможность проведения контроля качества заменённого участка трубопровода после завершения сварочных работ до подключения к действующему трубопроводу; значительное сокращение выбросов газа в атмосферу при работе с газопроводом; значительное сокращение временных затрат, например, по технологии “Ravetti” перекрытие участка трубопровода с условным диаметром 500 мм занимает около суток, когда время работ с отключением потребителей занимает больше 10 дней [1].

В ходе сравнения этапов врезки по технологиям двух компаний стоит отметить преимущество технологии от компании “Ravetti”, которое заключается в уменьшении трудоёмкости работы по перекрытию трубопровода по сравнению с технологией от компании “T. D. Williamson”, а именно, в количестве привариваемых тройников на трубопровод для последующего его перекрытия. По технологии компании “T. D. Williamson” производится приварка четырёх фитингов, на два из которых устанавливается байпасная линия, а на два остальных устанавливаются устройства “STOPPLE”. Что касается технологии “Ravetti”, то в данной технологии необходимо лишь два привариваемых фитинга, на которые устанавливаются “Стоп-системы”, содержащие в своей конструкции клапаны байпаса, что предусматривает установку байпасной линии непосредственно на самой “Стоп-системе”. Следовательно, технология врезки от компании “Ravetti” позволяет значительно сократить время на работы по перекрытию трубопровода, а также снизить количество используемого оборудования.

Сравнение технических возможностей оборудования по врезке и перекрытию трубопровода обеих компаний представлены в таблице 1 [1-2].

Таблица 1

Технические возможности оборудования

Технические параметры	“T. D. Williamson”	“Ravetti”
Диаметр перекрываемых трубопроводов	от 15 мм до 1420 мм	от 12 мм до 900 мм
Давление среды в трубопроводе во время перекрытия	до 15 МПа	До 8 МПа
Максимальная рабочая температура продукта	до 371 °С	до 130 °С

Исходя из технических возможностей оборудования двух компаний, технология компании “T. D. Williamson” для врезки и перекрытия трубопровода является более универсальной и позволяет работать с трубопроводами значительно большего диаметра и давлением среды в них, по сравнению с оборудованием от компании “Ravetti”, но когда ремонтные работы приходятся на трубопровод, технические параметры которого позволяют применять обе технологии, тогда рациональным выбором будет являться технология врезки и перекрытия трубопровода от компании “Ravetti”, что позволит сократить финансовые затраты, время проведения работ по перекрытию трубопровода, а также количество необходимого оборудования.

Литература

1. Каталог продукции Ravetti. Технология для ремонта нефтепроводов, газопроводов, систем теплоснабжения и водоснабжения под давлением без отключения подачи, за счёт байпасной линии [Электронный ресурс] URL: <http://pteh74.ru/images/catalog/Ravetti/Ravetti2015.pdf> (дата обращения 04.01.2018).
2. Каталог продукции компании T.D. Williamson [Электронный ресурс]: <http://avrorarm.ru/data/images/tdwilliamson/HIPRESSURE-RUS.pdf> (дата обращения 04.01.2018).
3. T.D. Williamson Pipeline Performance, Solutions / Hot Tapping & Plugging / Isolation [Электронный ресурс] URL: <http://www.tdwilliamson.com/solutions/hot-tapping-and-plugging/isolation> (дата обращения 04.01.2018).

УСТАНОВКА БОНОВЫХ ЗАГРАЖДЕНИЙ НА ЗИМНИЙ ПЕРИОД

Н.В. Чухарева¹, Д.И. Борисов¹

Научный руководитель – доцент Ю.А. Краус²

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

²Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

В работе рассматривается возможность установки боновых заграждений (БЗ) на весь период ледостава. Данный метод используется в связи с существующей проблемой по обеспечению и выполнению принятой в утвержденном плане ликвидации разливов нефти (ПЛРН) схемы локализации аварийных разливов нефти (ЛАРН) на подводных переходах магистрального нефтепровода (ППМН) в период ледостава, а именно в связи с отсутствием подъездных дорог к рубежам локализации № 2 ППМН и необходимостью осуществления существенных экономических затрат на обустройство подъездных дорог, в том числе на их дальнейшее содержание в нормативном состоянии.

По результатам проведения натурных испытаний ПЛРН было определено отсутствие подъездных дорог к рубежам локализации № 2 в период ледостава на 30 % ППМН, суммарная потребность капитального строительства подъездных дорог по самым минимальным оценкам составляет 53 км. В данном объеме работ не учитывались: объемы работ по расширению существующих геофизических профилей, и использование их в качестве участков подъездных дорог; не проводилось рекогносцировочное обследование, по результатам которого протяженность подъездных дорог может увеличиться.

Сущность данного метода состоит в установке БЗ во время установившегося периода ледостава с последующим их снятием перед периодом половодья. Установленные заранее БЗ будут работать в режиме ожидания (на весь период ледостава) и обеспечивать локализацию нефти с момента возникновения аварийной ситуации, что будет в полной мере обеспечивать требования Постановления Правительства РФ № 613 от 21.08.2000 [2] устанавливающее фактическое время на ЛАРН не более 4 часов с момента обнаружения. Фактически, аварийный разлив нефти в случае аварии будет локализован с момента порыва или прокола трубопровода. В этом случае аварийным бригадам необходимо будет производить только утилизацию уже локализованной нефти. Так же при выборе места расположения рубежа локализации № 2 отпадет необходимость учета расстояния, которое пройдет пятно нефти за 4 часа с момента обнаружения аварийного разлива нефти и соответственно отпадет необходимость обустройства подъездных дорог в зависимости от этого критерия.

Определим возможность сдерживания необходимого объема нефти на водной поверхности БЗ, установленными заранее, на незначительном расстоянии от ППМН (согласно РД-13.020.40-КТН-025-14 [1]).

1. Число линий БЗ, устанавливаемых на рубеже № 2, определяется по формуле (1):

$$V_{уд.лин} \geq V_{н.порыв} - t_{пятна} \cdot Q_{НСС}$$

$$V_{уд.лин} = \sum_n V_{уд.лин}^n \quad (1)$$

где:

$V_{н.порыв}$ – максимальный объем нефти (нефтепродуктов), поступающий на рубеж, м³;

$t_{пятна}$ – время прохождения пятном нефти рубежа локализации, ч;

$Q_{НСС}$ – производительность нефтесборных систем, установленных на рубеже локализации, м³/ч;

$V_{уд.лин}$ – объем нефти (нефтепродуктов), удерживаемый на поверхности воды всеми линиями БЗ, м³;

$V_{уд.лин}^n$ – объем нефти (нефтепродуктов), удерживаемый на поверхности воды n-ой линией БЗ, м³.

Применительно к ситуации, когда БЗ устанавливаются заранее, на расстоянии от ППМН намного меньшем, чем принятое на сегодняшний день в ПЛРН, аварийные бригады не будут успевать устанавливать нефтесборщики до подхода нефти на рубеж № 2, тем самым в формуле (1): необходимо исключить слагаемое $Q_{НСС} \cdot t_{пятна}$ вследствие чего данная формула примет вид:

$$V_{уд.лин} \geq V_{н.порыв} \quad (2)$$

$$\text{или: } V_{уд.лин} \geq (V_{вых} - V_{осаж}), \quad (3)$$

где:

$V_{вых}$ – объем нефти (нефтепродукта) вытекающий до закрытия задвижек, м³;

$V_{осаж}$ – расчетный объем нефти, осажженной на берегах, испарившейся, осажженной на дно, но не более $0,25 V_{вых}$.

2. Произведем расчет правой части неравенства (3).

$V_{вых} = 422,1 \text{ м}^3$ – объем нефти, вытекающий до закрытия задвижек, м³ (данные ПЛРН);

$V_{осаж} = 0,022 \cdot L = 0,022 \cdot 2000 = 44 \text{ м}^3$ (применительно для рек шириной менее 60 м).

$$(V_{вых} - V_{осаж}) = 422,1 - 44 = 378,1 \text{ м}^3.$$

3. Произведем расчет левой части неравенства (3).

$$V_{уд.лин} = \sum_n V_{уд.лин}^n \quad (4)$$

Необходимо произвести расчет объема нефти удерживаемого на поверхности воды каждой линией БЗ.

3.1 Произведем расчет объема нефти удерживаемого на поверхности воды 1-й линией БЗ:

$$V_{\text{уд}} = \left(\frac{0,5h}{1+k} \right)^4 \frac{(1+k)}{F(k)} \cdot \frac{H \cdot g}{12\nu_n \cdot \nu} \left(\frac{h_p - h}{h_p} \right) K_{\text{эф}} \approx 287 \frac{H}{\nu} \left(\frac{h_p - h}{h_p} \right) h^4 K_{\text{эф}}, \quad (5)$$

где:

H – ширина реки, м;

h – полная высота подводной части БЗ, м;

ν_n – коэффициент кинематической вязкости нефти (нефтепродукта), м²/с;

$K_{\text{эф}}$ – коэффициент, определяющий эффективность БЗ;

ν – скорость течения реки, м/с;

h_p – средняя глубина реки, м.

$$V_{\text{уд}} \approx 287 \frac{H}{\nu} \left(\frac{h_p - h}{h_p} \right) h^4 K_{\text{эф}} = 287 \frac{55}{0,45} \left(\frac{1,5 - 0,5}{1,5} \right) 0,5^4 \cdot 0,54 = 789,25 \text{ м}^3.$$

3.2 Выполним расчет объема нефти удерживаемого на поверхности воды второй и последующими линиями БЗ.

$$V_{\text{уд.лин}}^n = \frac{L_n \cdot H \cdot h}{4} \cdot K_{\text{эф}}, \quad (6)$$

где: L_n – расстояние между линиями БЗ, но не более $L_n = H \cdot \text{ctg}(\alpha)$ (примем значение угла установки БЗ равным 20°).

$$V_{\text{уд.лин}}^2 = \frac{L_n \cdot H \cdot h}{4} \cdot K_{\text{эф}} = \frac{151,19 \cdot 55 \cdot 0,5}{4} \cdot 0,54 = 561,29 \text{ м}^3.$$

3.3 Выполним расчет суммарного объема нефти удерживаемого на поверхности воды двумя линиями БЗ.

$$V_{\text{уд.лин}} = \sum_n V_{\text{уд.лин}}^n = V_{\text{уд}} + V_{\text{уд.лин}}^2 = 561,29 + 789,25 = 1350,54 \text{ м}^3$$

По результатам расчетов: суммарный объем нефти, удерживаемый на поверхности воды двумя линиями БЗ составил: $V_{\text{уд.лин}} = 1350,54 \text{ м}^3$, что значительно превышает максимальный объем нефти, поступающий на рубеж № 2 $V_{\text{н.порыв}} = (V_{\text{вых}} - V_{\text{осаж}}) = 378,1 \text{ м}^3$ и удовлетворяет условиям формулы (3).

Основные требуемые технические характеристики к конструкции БЗ: конструкция БЗ должна быть на жесткой основе и обеспечивать исключение негативного воздействия на флору и фауну водоёма; высота подводной части БЗ должна быть не менее 0,5 м [3]. В результате анализа конструкций БЗ было определено, что данным параметрам в наибольшей степени отвечают БЗ производства ЦБПО-ФЛ ОАО «Приволжскнефтепровод» – Заграждение боновое зимнее 3786.00.000 климатического исполнения У. Важным аспектом рассматриваемых БЗ являются данные из заводского паспорта о возможности установки данных БЗ на постоянной основе (вмораживание в лёд).

Расчет стоимости обустройства автодороги представлен в таблице 1.

Таблица 1

Стоимость обустройства 53 км а/д

№ п/п	Наименование работ	Стоимость работ т.р.	
		1 км	53 км
1	Подготовительные работы (планировка дороги)	7,198	381,494
2	Земляные работы (карьер не более 10 км)	3230,6175	171222,7275
3	Дорожная одежда (фракция 40-70 мм, толщина 200 мм) карьер не более 10 км	2414,165025	127950,7463
4	Пересечения, примыкания и разворотные площадки	586,8165	31101,2745
5	Стоимость материалов	708,2237	37535,8561
6	Инженерные сооружения (укрепление откосов, водопропуск 2 шт. на 1 км)	112,21515	5947,40295
7	Обустройство дороги	106,79625	5660,20125
8	Итого:	7166,032125	379799,7026

В результате проведенной работы: суммарный расчетный объем нефти, удерживаемый на поверхности воды двумя линиями БЗ при условии полного перекрытия русла реки, установленными на расстоянии 2 км от ППМН, превышает объем утечек нефти при порыве (600,5 м³) и проколе (1046,4 м³); для обеспечения сдерживания расчетного объема нефти: угол установки БЗ не должен превышать 20°, и полная высота подводной части БЗ должна быть не менее 0,5 м. Согласно, выводам по результатам расчетов, отсутствует необходимость осуществления существенных экономических затрат, которые приведены в таблице 1, на обустройство подъездных дорог, в том числе на их дальнейшее содержание в нормативном состоянии. Стоимость установки БЗ на зимний период составила 1 228 312 р., стоимость обустройства подъездной автодороги на выбранном участке (3,3 км автодороги) составляет 23 647 906 р. Эффективность составляет 22 419 594 р.

Литература

1. РД-13.020.40-КТН-025-14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Требования к разработке плана по предупреждению и ликвидации разливов нефти на переходах МН через водные преграды. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://gisprofi.com/gd/documents/> (дата обращения 18.10.2017 г.).
2. Постановление Правительства РФ от 21.08.2000 N 613 (ред. от 14.11.2014) «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://consultant.ru/document/> (дата обращения 18.10.2017 г.).
3. Забела К.А., Красков В.А. и др. Безопасность пересечений трубопроводами водных преград. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2001.

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ УСТАНОВКИ ДЛЯ ОЧИСТКИ
УГЛЕВОДОРОДОВ**

А.А. Юркин

Научные руководители: доцент Чухарева Н.В., доцент А.В. Рудаченко

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 невозполнимым 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 таблице 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 надежность 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 расчеты, 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 (таблица 2).

СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

Таблица 2

Характеристики предлагаемого авторами решения

Название компании	Мощность	Цена	Производительность	Методы очистки
Авторское решение	12 кВт	1 945 200	2 м ³ /ч	физические
Цена 1 блока	Цена работы (сеть)	Цена работы (поле)	Полная прибыль	Время окупаемости
450 000	11 520	47 232	400 000	5 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 кубического метра 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 существует (таблица 3).

Таблица 3

Сравнение размеров прибыли и объемов работы в краткосрочной и долгосрочной перспективе

Параметры	Alfa laval (1 установка)	Предлагаемое решение (4 установки)
Производительность установок (м ³ /ч)	9	8
Расходы (установка и энергия, 3 года)	14 244 160 руб.	8 595 520 руб.
Полная прибыль (3 года)	25 920 000 руб.	23 040 000 руб.
Объем 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.
Объем 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 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.

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., Безносос 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., Безносос В.Н., Чевардова Н.П., Айсин Е.Х., Моисеев П.А., Чалченко В.П. Заявлено. 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., Маганов С.И. Сидоренко В.Н.; заявитель и патентообладатель Закрытое акционерное общество Русэкопроект. Заявлено. 11.06.10; Опубл. 20.11.11, Бюл. № 32 (II ч.). – 3 с.

**СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ
ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ
НЕФТИ И ГАЗА**

**ПОДСЕКЦИЯ 1
МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ
ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ**

**ПРОЦЕССЫ ТРАНСПОРТА УГЛЕВОДОРОДНЫХ ВЯЗКИХ СРЕД В УСЛОВИЯХ
СЛОЖНОГО СДВИГОВОГО ТЕЧЕНИЯ И ТЕПЛОМАССОПЕРЕНОСА В ТРУБОПРОВОДАХ:
ПОДХОДЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ**

С.Н. Харламов

профессор, доктор физико-математических наук

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Цель настоящей работы заключается в анализе современных проблем, подходов и методов изучения процессов транспорта углеводородных сред в замкнутых системах (трубопроводах, трубах, каналах с произвольной поверхностью стенки, изменений состава, структуры течений из-за деформаций, обусловленных ускорением, торможением, усилением и замедлением вращения в рециркуляционных областях, переходниках), а также в выдаче рекомендаций к прогнозу сопротивления и интенсивности теплопереноса во внутренних сложных сдвиговых инертных и химически реагирующих средах.

Введение. Почти все процессы, сопровождающие транспорт углеводородных вязких гомогенных и гетерогенных смесей в трубопроводах, осложнены: иррегулярностью изменений их локальных параметров и свойств; фазовыми эффектами и теплопереносом с окружающей внешней средой, влиянием внешних сил [1-3]. Такие движения всегда сложны, трехмерны, неустойчивы в малом. Их главная особенность заключена в интенсивном перемешивании, вызванном теплогидродинамическими пульсациями компонент состава смеси. Они вносят большой вклад в процессы переноса импульса, тепла и массы при транспортировке сырья и, следовательно, имеют определяющее влияние на распределения скорости, температуры, удельных концентраций во всем поле движения смесей [1-4]. Турбулентность характеризуется широким спектром частотных характеристик движения. В инженерной практике их непосредственный расчет без применения моделей турбулентности в широком диапазоне изменения чисел Рейнольдса неосуществим даже с использованием супер ЭВМ [4-6].

Актуальность. В настоящее время в связи с быстрыми темпами совершенствования вычислительной техники интерес к методам моделирования процессов турбулентного переноса импульса, тепла и массы значительно вырос. Поскольку турбулентность испытывает влияние многих факторов, то естественно, что простые процедуры расчета, включающие эмпирические формулы для коэффициентов молярного переноса, имеют невысокий шанс реалистичного описания. Они полезны только для очень специфических, простых задач и дают только интегральную информацию, но не детали, необходимые для практики нефтегазовых приложений. Полное представление о характеристиках турбулентности может быть получено из многомерных численных расчетов. Однако большинство таких расчетов может быть выполнено лишь с привлечением модельных представлений. Имеются различные возможности для описания турбулентности: прямое численное моделирование (ПЧМ), моделирование крупных вихрей (МКВ) и статистическое моделирование, использующее модели турбулентности [1, 3-7]. Хорошо известно, что транспорт природного сырья по трубопроводу предсказывается системой полных дифференциальных уравнений Навье – Стокса и неразрывности для смеси в целом и изменения индивидуальных компонент (и фаз), энергии и состояния. Эти нелинейные дифференциальные уравнения математической физики второго порядка описывают все детали пульсационного пространственного движения и дополняются специфическими связями к определению изменений теплофизических свойств. В случае их численного разрешения можно надеяться на получение детальной картины течения и теплопереноса. Однако, применение численных методов связано дискретизацией искомых величин разностной сеткой, поэтому могут быть рассчитаны лишь движения с масштабами, большими, чем размеры ячейки. В настоящее время из-за ограничений в быстродействии и памяти ЭВМ ПЧМ на практике возможно исследование процессов только с относительно низкими числами Рейнольдса. Однако метод ПЧМ становится весьма ценным и очень полезен для описания турбулентной структуры в специфических зонах отрыва и присоединения, ускорения и торможения. В отсутствие экспериментальных данных он способен дать полную информацию о картине течения и может участвовать в оценке эффективности турбулентных моделей.

**СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ
И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ**

Особенности применения ПЧМ можно найти в [1, 4-9]. Заметим, что в результате решения проблем, связанных с интегрированием уравнений Навье – Стокса методами ПЧМ, получил развитие метод крупных вихрей (МКВ) [1, 5], в котором масштабы движения, большие размеров ячейки, рассчитываются непосредственно из уравнений, а мелкомасштабные – подлежат моделированию тем или иным способом. Работы, использующие эту идеологию, активно проводятся за рубежом и в России (см. например, [1, 3-9]). Такой подход применяется также и при решении нефтегазовых задач. МКВ дает довольно детальную картину и, несомненно, имеет хорошие перспективы для развития в ближайшем будущем. При рассмотрении статистических полей (осредненных полей) искомым характеристикам в настоящее время широкое распространение имеет моментный подход, а также метод использования приближенных эмпирических соотношений и предположений чисто эвристического характера, достоверность которых не вызывает сомнения в ряде частных случаев транспорта систем по трубопроводам. Стоит отметить, что статистические модели турбулентности способны предсказывать весь спектр турбулентных масштабов течения и тепломассопереноса.

Результаты и их анализ. Ориентируясь на нефтегазовые приложения в работе показано, что в рамках моментного подхода в задачах транспорта можно выделить три основных способа моделирования турбулентности. Два используют понятие вихревой вязкости, в котором турбулентные напряжения Рейнольдса предполагаются пропорциональными градиентам средней скорости с коэффициентом пропорциональности (вихревая вязкость), определяющим интенсивность турбулентного обмена. Третий подход основан на непосредственном определении напряжений Рейнольдса и компонент векторов турбулентных потоков скаляра (тепла и массы) из дифференциальных уравнений и известен, как полная схема замыкания на уровне моментов второго порядка. Модели первых двух типов составляют модели: нулевого порядка, одно-, двухпараметрические, к третьему относятся многопараметрические модели переноса рейнольдсовых напряжений и потоков (RSS-Fluxes). Отмечается, что использование понятия коэффициента вихревой вязкости (диффузии, температуропроводности) позволяет строить решения, пригодные лишь в конкретных условиях (течения инертных сред без особенностей, обусловленных наличием специфических внутренних и внешних сил). Сложные турбулентные движения, часто встречающиеся в нефтегазовой отрасли, ее инженерных приложениях (трубопроводы при неустановившихся процессах пуска и торможения потока, включения и выключения оборудования, химических реакциях, фазовых переходах, изменений формы поперечного сечения и т.д.), требуют использования более общих приемов и подходов численного моделирования. Отмечается, что практические потребности в изучении сдвиговых течений способствовали формированию тенденции к построению технологичных моделей турбулентного переноса, содержащих транспортные уравнения для одноточечных корреляционных моментов второго, третьего порядка, а также отдельные уравнения для двухточечных моментов, и позволили перейти от глубоко эмпирических подходов в нефтегазовых проблемах к RSS-Fluxes моделям в сущности *полуэмпирическим*. Расчетами процессов транспорта сырья в трубопроводах со сложной границей и действием массовых сил показано, что в данных задачах рассматриваемые модели *существенно более надежны*. Особенно при изучении процессов транспорта в трубопроводах со сложной геометрией, а также в процессах, осложненных круткой потока (задачи с установлением и прогнозом размеров и интенсивности течений в рециркуляционных зонах). Отмечается, что недостаточная апробация таких моделей все еще определяет необходимость их широкого тестирования. Наибольший вклад в решение вопроса по модификации существующих моделей был внесен В.Е. Launder, К. Hanjalic, W. Rodi, R.M.C. So, S. Elghobashi, N. Shima, В.А. Коловандиным, А.Ф. Курбацким, Э.П. Волчковым и другими [1, 5-9]. Справедливо отметить, что с точки зрения создания надежных численных методик большинство из рассматриваемых математических моделей все еще не выглядят универсальными. Результаты исследований показывают, что проблема конструирования таких многопараметрических моделей *будет сопряжена* с необходимостью расширением банка экспериментальных данных о транспортных процессах в трубопроводах, содержащих сведения о структуре инертного и химически реагирующего потока, составе и интенсивности турбулентности, которые в настоящее время противоречивы.

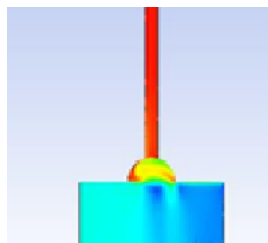


Рис. 1

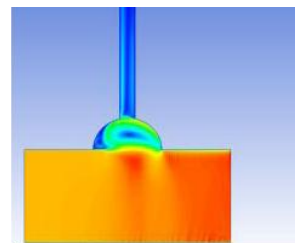


Рис.2

Характерные картины интенсивности изменений полей температуры (рис.1), скорости (рис.2) углеводородного газа при его транспорте по трубопроводу с тройниковым соединением и тупиковым отводом (расчеты выполнены с использованием RSS-Fluxes – kL- модели [1], отвечают $Ho=0,015$, $Re=10^5$, $P=10$ Мпа, $T_0=278K$).

Отчетливо видно формирование размеров рециркуляционных зон с последующей интенсификацией теплообмена и разогрева отвода вследствие волновых и вихревых процессов. Также, результатами расчетов установлено: 1. Транспорт углеводородного сырья в реальных условиях течения сырья по трубопроводу

испытывает как стабилизирующее, так и дестабилизирующее действие, обусловленное действием массовых сил (закруткой) и нестационарностью функционирования оборудования. Причем стабилизирующий эффект может быть связан с появлением дополнительной деструкции турбулентности, дестабилизирующее действие обусловлено искривлением профилей осредненных характеристик течения под воздействием крутки. Исследование поведения коэффициента полного трения показывает, что роль азимутальной составляющей трения становится заметной при параметрах закрутки $Ro > 0,5$, причём увеличение трения с ростом Ro может быть значительным (до 4-5раз) уже начиная с $Ro > 0,5$ при умеренных числах Re ($Re \geq 5 \cdot 10^4$). 2. Основные различия в качественных и количественных оценках параметров сложных течений, выполненных до настоящего времени, были связаны с ущербностью моделирования. Во многих моделях эффекты вращения учитывались посредством модификации соотношений, определяющих длину смешения, и не делалось обращения к анализу пульсационной структуры. 3. При наложении на осевое течение вращения прогноз транспортировки среды следует выполнять по моделям, учитывающих анизотропию турбулентности. Расчетами показано, что в таких процессах диагональные элементы тензора напряжений Рейнольдса значительно разнятся и поперечный турбулентный перенос импульса начинает непропорционально быстро расти в сравнении с переносами в других направлениях. Прогноз теплообмена при транспортировке природного сырья в условиях сложного сдвигового движения по трубопроводу со сложной поверхностью стенки показывает актуальность построения универсальных связей типа: $Nu = f(Re, Pr, Gr, l/R, Ro, K_{\Omega})$, где $Re = U_0 D / \nu$, $Pr = \nu / a$, $Gr = g \beta \Delta T l^3 / \nu$, $Ro = W_0 / U_0$, $K_{\Omega} = \Omega W / g$. Интенсификация теплоотдачи может корректно описываться критериальной связью типа: $Ko = Nu / [Pr^{0,43} Gr^{0,1} (Pr_{ж} / Pr_{ст})^{0,25} \varepsilon_l]$, где индекс (о) соответствует прямооточному режиму транспорта сырья.

Литература

1. Бубенчиков А.Н., Харламов С.Н. Математические модели неоднородной анизотропной турбулентности во внутренних течениях. – Томск: Издательство ТГУ, 2001. – 441 с.
2. Николаев Е.В., Харламов С.Н. Исследование сепарационных процессов углеводородных многокомпонентных систем в режимах функционирования оборудования предварительной подготовки нефти // Известия Томского политехнического университета, 2016. – Т. 327. – № 7, – С. 84–99.
3. Jones W. P. Turbulent Reacting Flows, pp. 309-374. Academic Press, London, San Diego, New York, 1994.
4. Treumiet, T. C., Nieuwstadt, F. T. M. & Boersma, B. J. 2006 Direct numerical simulation of homogeneous turbulence in combination with premixed combustion at low Mach number modelled by the G-equation // J. Fluid Mech. 2006. Vol. 565, P. 25–62.
5. Dejoan A., Leschziner M. A. Large eddy simulation of a plane turbulent wall jet // Phys. Fluids, 2005. Vol. 17, 025102.
6. Huang P. G., Coleman G. N., Bradshaw, P. Compressible turbulent channel flows: DNS results and modelling // J. Fluid Mech. 1995. Vol. 305, P. 185–218.
7. Tomiyama N., Fukagata K. Direct numerical simulation of drag reduction in a turbulent channel flow using spanwise traveling wave-like wall deformation // Phys. Fluids 2013. Vol. 25, 105115
8. Abe K., Kondoh T., Nagano Y. A new turbulence model for predicting fluid flow and heat transfer in separating and reattaching flows. Int. J. Heat Mass Transfer, Vol. 37, pp. 139-151., 1994.
10. Alvelius K., Johansson A.V. Direct numerical simulation of rotating channel flow at various Reynolds numbers and rotation number. In PhD thesis of K. Alvelius. Dept. of Mechanics, KTH, Stockholm, Sweden, 1999.

МЕТОДЫ ВТОРИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ КУМУЛЯТИВНАЯ ПЕРФОРАЦИЯ

Априлино Курмасела

Научный руководитель – профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Цель работы заключается в поиске условий оптимизации функционирования искусственных скважин в процессе увеличения добычи газа и нефти. Задача вторичного открытия состоит в том, чтобы создать идеальную гидродинамическую связь между скважинами и водохранилищами, не влияя на свойства коллектора.

В данной работе обсуждаются отдельные проблемы такие как: 1. Технология вторичного вскрытия продуктивных пластов. Она мало, чем отличается от бурения основного скважинного ствола, поэтому не берет в расчет механические качества пластов породы. Выбор технологии вскрытия для нефтяной скважины воздействует на особенности освоения месторождения и играет важную роль в формировании характеристик конкретной скважины. Первичное и вторичное вскрытие продуктивного пласта. Первичным вскрытием называется разбуривание продуктивного пласта, а к вторичной относится перфорация [1]. Первичное вскрытие считается первой частью работ и они проводятся в самом пласте [1].

Методы вскрытия продуктивных пластов применяют для: защиты от ухудшения фильтрационных свойств призабойной области в ходе вскрытия пластов с низким уровнем давления; предупреждения фонтанирования скважины при высоком давлении; повышения надежности конструкции трубопроводов, ствола и забойной зоны [2]. Заметим, что в ходе вторичного вскрытия, которое осуществляется перфорированием, могут использоваться различные перфораторы. Их выбор осуществляется с учетом давления пластов, данных о механических свойствах породы и степени проницаемости. Наиболее популярны пулевые, кумулятивные, гидropескоструйные, фрезерные и торпедные их разновидности [3].

Анализ показывает, что вскрытие продуктивных пластов сопряжено с проблемами *пулевой перфорации*. При подобной перфорации скважин пуля движется по стволу канала перфоратора, а на

**СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ
И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ**

отклоняющем участке определённым образом меняет направление своего полёта и уходит в продуктивный пласт. К тому же вертикальное расположение каналов перфоратора позволяет делать их довольно длинными, а скорость пули при высоком давлении пороховых газов составляет около 900 м/с.

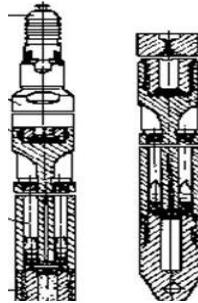


Рис. 1 – Пулевой перфоратор с вертикально-кривлинейными стволами ПВН - 90

Торпедная перфорация. Она выполняется аппаратами, которые опускаются на кабеле и стреляют разрывными снарядами, имеющими диаметр 22 мм. Глубины перфорации обычно короткие, потому что возвращаемая жидкость и твердые частицы препятствуют способности жидкостей высокого давления проникать в более глубокие места. Глубины от 2,54 до 23 см были измерены в испытаниях с противодавлением. Перфорации в корпусе порядка 15 × 1,2 см [6 дюймов × 0,5 дюйма] прорези могут быть сформированы в течение 10-20 минут на прорезь отверстие [5].

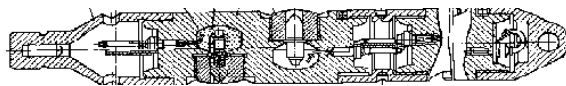


Рис. 2 – Торпедная перфорация ТПК

Кумулятивная перфорации. В плотных породах при использовании метода кумулятивной перфорации создаются каналы глубиной от 200 до 250 мм [при увеличении мощности зарядов, глубина может быть больше] и диаметром от 16 до 18 мм. Тогда как пулевые перфораторы при тех же исходных данных создают каналы глубиной от 50 до 100 мм и диаметром от 8 до 11 мм. Иногда кумулятивную перфорацию следует применять совместно с торпедной и пулевой. Торпедная и пулевая перфорация применяются ограниченно, так как все больше вытесняются кумулятивной перфорацией [4].

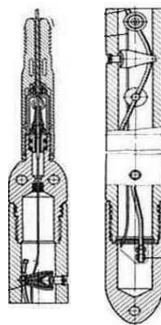


Рис. 3 – Устройство корпусного кумулятивного перфоратора ПК105ДУ

Пескоструйная перфорация. Это абразивное и гидромониторное разрушение преград [4]. В скважину под высоким напором закачивается жидкость с песком, в результате образуются чистые глубокие каналы. Гидропескоструйная перфорация основана на использовании гидромониторного эффекта, создаваемого струей абразивной песчано-жидкостной смеси, вытекающей с большой скоростью из насадки. Метод гидропескоструйной перфорации скважин [ГПП] основан на использовании кинетической энергии и абразивных свойств струи жидкости с песком, истекающей с большой скоростью из насадок перфоратора и направленной на стенку скважины.

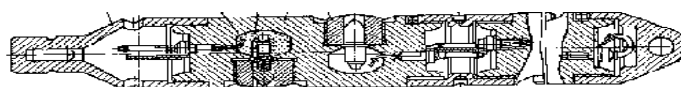


Рис. 4 – Аппарат Пескоструйная перфорация Ап-6М

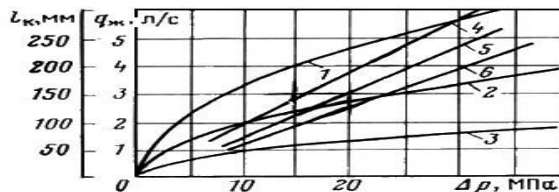


Рис. 5 – Изменение расхода водопечасной смеси $[q_{жк}]$ от глубины образующихся каналов $[\Delta P]$ 1 - $q_{жк} = f[\Delta P]$ для $d = 6$ мм; 2 - $q_{жк} = f[\Delta P]$ для $d = 4,5$ мм; 3 - $q_{жк} = f[\Delta P]$ для $d = 3$ мм; 4 - $l_k = f[\Delta P]$ для $d = 6$ мм; 5 - $l_k = f[\Delta P]$ для $d = 4,5$ мм; 6 - $l_k = f[\Delta P]$ для $d = 3$ мм

Заключение. Из рис.5 следует, что изменение расхода смеси существенно зависит от роста перепада давления ΔP в насадке для трех ее диаметров 3; 4,5 и 6 мм: 1 - $q_{жк} = f[\Delta P]$ для $d = 6$ мм; 2 - $q_{жк} = f[\Delta P]$ для $d = 4,5$ мм; 3 - $q_{жк} = f[\Delta P]$ для $d = 3$ мм; 4 - $l_k = f[\Delta P]$ для $d = 6$ мм; 5 - $l_k = f[\Delta P]$ для $d = 4,5$ мм; 6 - $l_k = f[\Delta P]$ для $d = 3$ мм. Проблема вскрытия продуктивного слоя до сих пор не полностью решена, хотя в последние годы было усовершенствовано оборудование и технологии функционирования скважин, а также созданы новые эффективные материалы. Научные достижения в разработке оборудования были успешно внедрены в практику. Это шаг вперед для оценки качества работы скважин и сопутствующего оборудования.

Литература

1. Булатов, А.И. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика: учебное пособие // Краснодар: Просвещение-Юг. –2010. –с. 539.
2. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин: учебное пособие для вузов // М: ООО «Недра-Бизнесцентр». –2000. –с.670.
3. http://perfokom.com/vtorichnoe_vskrytie.
4. <http://neftegaz.ru/science/view/273>.
5. <http://oil-ecn.ru/perforatory.html>.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ АБСОРБЦИОННОЙ ОСУШКИ ГАЗА РАЗЛИЧНЫМИ АБСОРБЕНТАМИ. РАСЧЕТ ТАРЕЛЬЧАТОГО АБСОРБЕРА

Р.Р. Ахмадулин, А.А. Коновалов

Научный руководитель – профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В связи с высокими требованиями к качеству подготовленного газа в условиях падающего пластового давления, для минимизации финансовых издержек (повышения рентабельности добычи) технология подготовки газа постоянно совершенствуется и обновляется, в том числе и абсорбционный метод осушки [3].

Целью работы является: рассмотрение эффективности работы жидких осушителей [диэтиленгликоля (ДЭГ) и триэтиленгликоля (ТЭГ)] в условиях установки комплексной подготовки газа №2 Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения; расчет тарельчатого абсорбера для уяснения происходящих в нем процессов и определения основных технологических параметров.

В ходе расчета тарельчатого абсорбера на одном из газовых промыслов Ямбургского месторождения были вычислены его основные технологические характеристики: диаметр (d), высота (H), гидравлическое сопротивление на тарелках ΔP_a , удельный расход поглотителя l. Результаты представлены в таблице 1 [2].

Таблица 1

Результаты расчетов абсорбера

Диаметр абсорбера(d), м	Высота абсорбера (H),м	Гидравлическое сопротивление тарелок, Па	Удельный расход поглотителя l, кг/кг
2,74	17,5	11337	2,94

В расчетах использованы: уравнение материального баланса, модифицированное уравнение массопередачи, критерии подобия и другие типовые формулы, используемые для расчета абсорберов [2]. Определены процессы для детального моделирования адсорбера в HYSYS [4]. Подобные расчеты можно произвести для других типов абсорберов и установить наиболее подходящие по экономически-технологическим показателям варианты для установки на газовых промыслах.

В качестве «базовых» параметров схемы в процессе моделирования в HYSYS были выбраны реальные технологические параметры УКПГ-2 Ямбургского месторождения: ДЭГ/ТЭГ 99% масс., температура контакта 15°С, давление газа 4,5 МПа, давление в абсорбере 3,5 МПа, расход гликоля 5 м³/ч, расход газа 150 тыс. м³/ч.

**СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ
И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ**

Состав газа, поступающего на УКПГ, % мольных: метан (CH_4 - 98,25%, этан (C_2H_6) – 0,07%, пропан (C_3H_8) – 0,06%, диоксид углерода (CO_2) – 0,32%, азот (N_2) -1,29%. Содержание других компонентов пренебрежимо мало (согласно [1]).

При данных параметрах были получены следующие значения: точка росы осушенного газа минус 20,58 °С; унос ДЭГа с осушенным газом в абсорбере 0,26 кг/ч, при регенерации 0,21 кг/ч, всего потеряно 0,47 кг/ч (3,13 г/1000 м³); получен насыщенный ДЭГ (НДЭГ) с концентрацией 97,2% масс. и регенерированный ДЭГ (РДЭГ) с концентрацией 99,1 % масс. Необходимо отметить, что полученные в HYSYS параметры осушенного газа и насыщенного гликоля удовлетворительно коррелируют с реальными.

Сравнение ДЭГа и ТЭГа проводилось при различных параметрах, влияющих на качество осушки и дороговизну процесса: давление потока газа, температура контакта, концентрация и расход гликоля. В качестве параметров, характеризующих эффективность гликолей как осушителей, были рассмотрены: депрессия точки росы газа по влаге; потери гликоля в процессе осушки; простота регенерации насыщенных растворов гликолей.

Результаты. Влияние давления (рисунок 1). При увеличении давления входящих в абсорбер потоков точка росы осушаемого газа снижается. ДЭГ обеспечивает точку росы при $T = -20$ °С при давлении $P = 4,5$ МПа, ТЭГ уже при давлении $P = 3$ МПа. Этот факт позволил бы экономить энергию на увеличение давления на ДКС. До давления $P < 5,5$ МПа преимущество ТЭГ над ДЭГ хорошо прослеживается. Отличие значений точек росы на этом промежутке составляет порядка от 2,7 до 7,3 °С. При давлении $P = 5,5$ МПа и выше ТЭГ теряет преимущество. Это связано с меньшей растворимостью газа в ДЭГ при высоких давлениях. Под влияние изменения давления попадает также величины уноса гликолей - рисунок 1 (б). На всем промежутке унос ТЭГ меньше примерно в 2 раза, чем ДЭГ.

Влияние температуры (рисунок 2). При увеличении температуры контакта точка росы повышается. Точка росы при $T = -20$ °С достигается при температуре (Т) до 15°С в случае ДЭГ, до 23°С в случае ТЭГ. В рассмотренном интервале точки росы при использовании ТЭГ на 5-8 °С ниже, чем при использовании ДЭГ. При более низких температурах преимущество ТЭГ практически не просматривается. В отношении уноса заметим, что при низких температурах контакта он крайне мал. При повышении температуры значение показателя увеличивается многократно. Уже при 30 °С унос ДЭГ становится больше регламентируемого значения (в 7 г/1000 м³). Чрезмерная потеря ТЭГ наступает при температуре порядка 40°С.

Влияние концентрации. При увеличении концентрации раствора гликоля точка росы осушенного газа значительно уменьшается. Минимальная концентрация в данных условиях составляет 99% масс для ДЭГ и чуть меньше для ТЭГ. Преимущество последнего составляет от 1,56°С до 5,5°С.

Оптимальный расход гликоля при расходе газа в 150 тыс м³/ч составляет 1700 кг/ч, при расходе газа 350 тыс м³/ч – 4000 кг/ч. Данные расходы обеспечивают необходимую точку росы и приемлемое значение концентрации насыщенного гликоля.

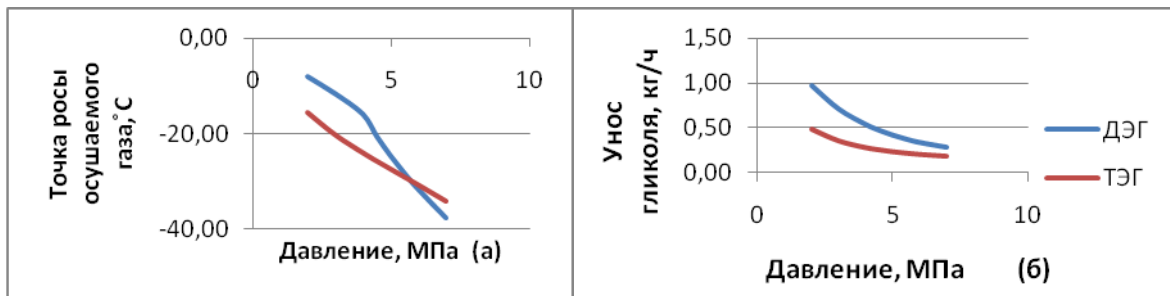


Рис. 1 Влияние давления на точку росы газа и унос гликоля

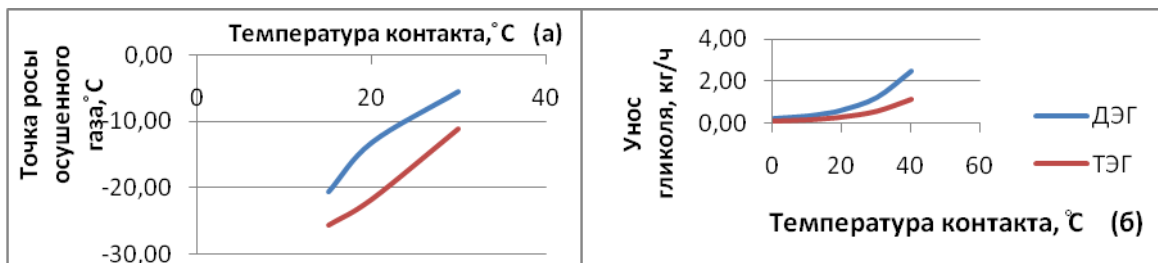


Рис. 2 Влияние температуры на точку росы газа и унос гликоля

По результатам работы сделаны следующие **выводы**:

Были проанализированы критериальные связи, эффекты в абсорбере, что обеспечило более глубокое понимание происходящих процессов при дальнейшем моделировании абсорбера в HYSYS. Подобный расчет

можно произвести для других типов абсорберов и установить наиболее подходящие по экономическим технологическим показателям варианты для установки на газовых промыслах.

ТЭГ проявил себя более эффективным осушителем, чем ДЭГ на рассмотренных интервалах давлений, температур, концентраций и расходов как по параметру точки росы осушенного газа, так и по значениям уноса.

Стоимость ТЭГ больше, чем стоимость ДЭГ примерно на 40%;

Подобраны оптимальные параметры работы установки при концентрации гликолей 99 % масс. и расходе 4000 кг/ч. Давление для ДЭГа 5 МПа, для ТЭГа 4,5 МПа; температура контакта для ДЭГа 15 °С, для ТЭГа 19 °С; получаемая точка росы для ДЭГа (-24,85)°С, для ТЭГа (-22,37)°С.

При использовании ТЭГ будут уменьшены энергозатраты на компримирование газа и на его охлаждение перед входом в абсорбер при достаточной степени осушки;

В условиях УКПГ-2 ДЭГ обеспечивает требуемый уровень осушки. Переход представляется нерентабельным несмотря на все преимущества ТЭГ и учет факта его большей стоимости.

Литература

1. Коломийцев В.В. Технологический регламент на эксплуатацию газового промысла №2 Ямбургского НГКМ. – Новый Уренгой: ООО «Газпром Добыча Ямбург», 2009. – 214 с.
2. Николаева Г.И. Массообменные процессы. Учебное пособие. – Улан-Удэ: Изд-во ВСГТУ, 2005. – 238 с.
3. Шешуков Н.Л. Сбор и подготовка продукции газовых и газоконденсатных месторождений. – Тюмень, 2013. – 100 с.
4. Sathyabhama A. Thermodynamic simulation of ammonia-water absorption refrigeration system // Sathyabhama, Ashok Babu // Thermal science. – 2008. – V.12, N 3. – P. 45-53.

ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ НЕЛИНЕЙНЫХ УЧАСТКОВ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА КАРТАЛЫ-АСТАНА

Д.О. Бигазиева

Научный руководитель – доцент А.Г.Зарубин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Междугородние нефтегазовые трубопроводы имеют сложную внешнюю среду, а ограничения на местности и небрежность в обслуживании могут усугубить вероятность и масштабы аварий. Поэтому очень важно провести анализ напряжений трубопроводов в сопоставимых настройках до начала строительства. Геологические условия вдоль магистральных трубопроводов сложны. В целях снижения опасности необходимо провести анализ напряжений газопроводов.

Характер и величина перемещения подземных трубопроводов зависят от свойства грунта, начального проектного очертания продольной оси, характера нагрузок и воздействий сложным образом. Исследованиями напряженно-деформированного состояния сложных участков (повороты, выпуклые кривые, места выхода на поверхность, чередующиеся слабые и обводненные грунты) определены обстоятельства воздействия изменчивости продольных усилий в трубопроводах на степень заземления труб в почвах и распределения перемещений и напряжений. Для проверки прочности криволинейного участка подземного трубопровода необходимо определить вес нагрузки и воздействия, с учетом всех видов продольных деформаций грунта на различных стадиях напряженного состояния.

Дальше рассчитаем напряженно-деформированное состояние трубопровода нелинейного участка с учетом циклических воздействий.

Рассмотрим расчетную схему поворота участка подземного трубопровода имеющего искривления в горизонтальной и вертикальной плоскости (рис.1). Проверить устойчивость и отсутствие пластических деформаций на криволинейном участке Астана-Карталы газопровода диаметром 720 мм, проложенного в сыпучих грунтах.

Определим сопротивление грунта горизонтальным перемещениям:

$$q_z = \gamma_{гр} h D_n \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ + \frac{\varphi}{2} \right) + 2c_{гр} D_n \operatorname{tg} \left(45^\circ + \frac{\varphi}{2} \right) + (\gamma_{гр} h D_n + q_{мп}) \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (1)$$

где $\gamma_{гр}$ – удельный вес грунта; D_n – наружный диаметр газопровода; h – начальная глубина заложения до оси газопровода; $c_{гр}$ – сцепление грунта; $q_{мп}$ – масса единицы длины газопровода с изоляцией.

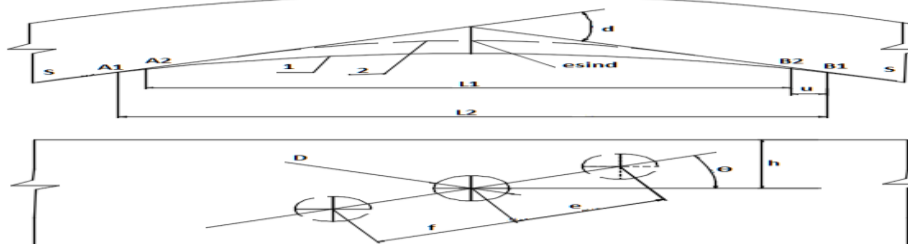


Рис. 1 Расчетная схема нелинейного участка

**СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ
И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ**

Сопротивление грунта вертикальному перемещению по формуле:

$$q_e = q_{mp} + \gamma_{ep} D_n^2 \left(\frac{h}{D_n} + \frac{h^2}{D_n} \operatorname{tg} \beta - \frac{\pi}{8} \right) \quad (2)$$

Параметр $\operatorname{tg}(\beta)$ по формуле:

$$\operatorname{tg} \beta = \operatorname{tg} \varphi + 4.93 \cdot e^{-1.7 \frac{h}{D_n}}; \quad q_\theta = q_e + (q_e - q_\theta) \cdot e^{-2.5(h \cdot D_n)^{1/3}} \quad (3)$$

Далее определим критическую силу Эйлера для прямолинейного участка $S_{кр}$ и нормативные кольцевые напряжения в стенке трубопровода от рабочего давления $\sigma_{кц}^H$. А продольное сжимающее усилие от нормативного давления определяется по формуле:

$$S'' = (0.2\sigma_{кц} + \alpha_1 E \Delta t) F \quad (4)$$

Параметр эквивалентного продольного сжимающего усилия обязуется быть равной $S: m^2 = S'' : S_{кр}$. Приращение стрелки прогиба, определяемое без учета перемещения прилегающих участков по формуле:

$$\Delta f = \frac{m^2}{1 - m^2} \left(f_1 - \frac{4q_\theta l_1}{\pi^3 S} \right) \text{ и } \tau_{np} = \gamma_{ep} \operatorname{htg} \varphi_{ep} + c_{ep} \quad (5)$$

Потом определим коэффициент сопротивления продольным перемещениям при однократном приложении нагрузки k и упругая составляющая перемещения конца участка u_y . Проверяется возможность образования участков пластической связи, при перемещении прилегающего полубесконечного трубопровода. Определим предельное значение продольного усилия в зависимости параметр зависящий от продольной жесткости трубопровода:

$$P_{01np} = \sqrt{\frac{\tau_{np}^2 \pi D_n E F}{k_u}} \quad (6)$$

Если образуются участки пластической связи, определяется пластическая условно-мгновенная составляющая продольного перемещения конца прилегающего участка для первого цикла приложения растягивающего усилия, равного эквивалентному сжимающему усилию от действия давления и температуры после ввода в эксплуатацию с учетом упругого отпора изогнутой части газопровода.

Коэффициент, характеризующий сопротивление перемещению конца прилегающего полубесконечного трубопровода со стороны изогнутого участка трубопровода по формуле:

$$\eta = \frac{45EI}{4f_1^2 l_1} \quad (7)$$

После определяется параметры зависящий от упругого перемещения трубопровода в грунте и сопротивления изогнутой части трубопровода $A=S \cdot \eta u_y$ и зависящий от продольной жесткости трубы и предельных касательных напряжений в грунте $B=2EF\pi D_t$.

Пластическая условно мгновенная составляющая продольного перемещения:

$$u_{nl} = \frac{A}{\eta} + \frac{B}{2\eta^2} + \frac{1}{2} \sqrt{\left(\frac{2A}{\eta} + \frac{B}{\eta^2} \right)^2 - \frac{4(A^2 - P_{01np}^2)}{\eta^2}} \quad (8)$$

Ползучие перемещения конца прилегающего участка трубопровода:

$$u_{пол} = n_u \left[k_2 (\tau_{np} - \tau_1)^{a_1} + k_2 t_i (\tau_{np} - \tau_2)^{a_2} \right] \quad (9)$$

Циклическое накопленное перемещение конца прилегающего участка определяется при $x=0$ принимая коэффициент сопротивления продольным перемещениям из таб.1

Таблица 1

Номер цикла	1	2	3	4	5	6	7	8
$\beta_{Hi}, (м)$	0,052	0,054	0,051	0,048	0,045	0,044	0,043	0,040
$\beta_{pi}, (м)$	0,072	0,060	0,055	0,050	0,047	0,046	0,043	0,041

Действия абсолютно всех нагрузок и воздействий, стрелка прогиба определим по формуле:

$$f_2 = \sqrt{(f_1 + \Delta f)^2 + \frac{8l_1 u}{\pi^2}} \quad (10)$$

Определим приращение стрелки прогиба изогнутого участка и продольные напряжения в стенке трубы от нормативной продольной силы, расчетные продольные напряжения, коэффициент разгрузки. Критическая продольная сила определяется по формуле:

$$L_{кр}^2 = \frac{265EI}{q_{\theta} \rho_0 \left(1 + \frac{80EIc_p}{q_{\theta}^2 \rho_0^2} \right)} \quad (11)$$

Вывод: в ходе данного исследования были получены расчеты для общей устойчивости нелинейного участка трубопровода. Расчетная длина волны выпучиванию равна: $L_{кр}^2 = 446,25 \text{ м}^2$.

При сравнения усилий определенных вычислений для устойчивости рассчитан $N_{кр}=24,78 \text{ МН}$, и проведена проверка условия устойчивости $3,89 < 22,3 \text{ МН}$. Это условие обеспечивает устойчивость газопровода.

Таким образом, полученные результаты данного исследования, подтверждают безопасность газопровода в описанных условиях.

Литература

1. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов: учебник/Быков Л.И и др. Санкт-Петербург: Недра, 2006. – 820с.
2. Строительные нормы и правил СНИП 2.05.06-58*. Магистральные трубопроводы/Мин. рег. раз. РФ. 2002.–89с.
3. Р. А. Алиев. Трубопроводный транспорт нефти и газа. М.: Недра, 1988.– 368 с.

ИЗУЧЕНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК СЛОЕВ ПРИ РАЗДЕЛЕНИИ ЭМУЛЬСИИ ВОДА-В-МАСЛЕ ПОД ДЕЙСТВИЕМ УЛЬТРАЗВУКОВЫХ СТОЯЧИХ ВОЛН

В.А. Бокор

Научный руководитель – профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Эффективное отделение водной фазы от эмульсии вода-в-масле (W / O) очень важно для нефтегазовой и химической переработки. В последние десятилетия методы разделения эмульсий, основанные на использовании ультразвуковых полей, обратили на себя большое внимание, благодаря эффективности и простоте. Направленная миграция капель, подвергнутых ультразвуковым стоячим волнам, известна как акустофорез [3].

Исследования частиц в слое в основном направлено на: повышение эффективности разделения слоя частиц и исследование характеристик слоев частиц. Существует много зарубежных публикаций, в которых приведены данные исследований по повышению эффективности разделения различных дисперсионных систем. В настоящее время исследования по формированию слоя капель в основном фокусируются на влиянии интенсивности звука и геометрии акустической камеры. Тем не менее, отсутствует всесторонний анализ характеристик слоев капель.

В данной статье рассмотрены влияние акустических параметров, размера капель и физических свойств масла и воды на время формирования слоя и интервал между слоями. Эти результаты позволят обеспечить глубокое понимание фундаментального механизма разделения эмульсий W/O при ультразвуковых стоячих волнах.

В качестве непрерывной фазы использовалось силиконовое масло, а в качестве дисперсной фазы ультрачистая вода, физические свойства которых приведены в таблице 1. Масляно-водное межфазное натяжение меняли путем добавления поверхностно-активного вещества.

Таблица 1

Физические свойства силиконового масла и ультрачистой воды (20 °C)

	Плотность, ρ , г/см ³	Динамическая вязкость, μ , мПа*с	Поверхностное натяжение, γ , мН/м	Скорость звука, с м/с
Силиконовое масло	0,958	106	31,5	967
Ультрачистая вода	0,995	1	72,46	1462

Процесс формирования слоя капель под воздействием ультразвуковых стоячих волн показан на рисунке 1. Перед применением (рис.5 (0s)) капли воды распределены однородно в масляной фазе. При наведении акустического поля, согласно уравнениям [2], капли воды начинают мигрировать в соседний узел давления с определенной скоростью.

СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

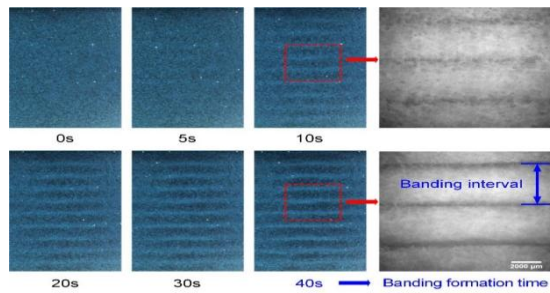


Рис. 1 Процесс формирования слоя капель под ультразвуковыми стоящими волнами ($f=126.4$ кГц; $I = 0.9$ Вт·см⁻²; $\mu=106$ мПа·с; $\gamma=7.2$ мН·м⁻¹; $SMD=151.33$ мкм) (сведения по [2])

Полученные изображения были обработаны с помощью встроенных методов MATLAB и получены их характеристические параметры. Затем, был построен график, в качестве оси X был взят номер строки матрицы, в качестве оси Y – сумма элементов каждой строки. Был рассчитан интервал между слоями Db, который определяется как расстояние между двумя соседними слоями. Теоретически, интервал слоев должен равняться половине длины волны, которая является функцией частоты. Полученные результаты экспериментальных измерений интервала слоя оказались больше теоретических

На рисунке 2 показано время формирования полосы при различных акустических интенсивностях. Можно обнаружить, что диапазон интенсивностей акустических волн, в пределах которых может образовываться полоса, увеличивается с увеличением частоты. Чрезмерная амплитуда акустической волны вызывает появление акустической кавитации, что приводит к уменьшению диапазона акустической интенсивности.

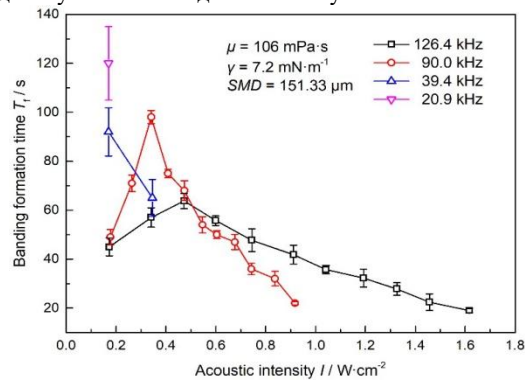


Рис. 2 Время формирования слоя при различных акустических интенсивностях (сведения по [2]).

Размер капель оказывает большое влияние на миграцию капель во время переходной фазы, поскольку первичная сила излучения и равнодействующая сила остаются неуравновешенными [1]. Время формирования слоя капель воды при различных SMD (средний диаметр Саутера) показано на рисунке 3. Факт, что скорость миграции капель пропорциональна квадрату радиуса капли, приводит к сокращению переходной фазы с увеличением размера капель. Поэтому время формирования полосы уменьшается с увеличением SMD капель воды.

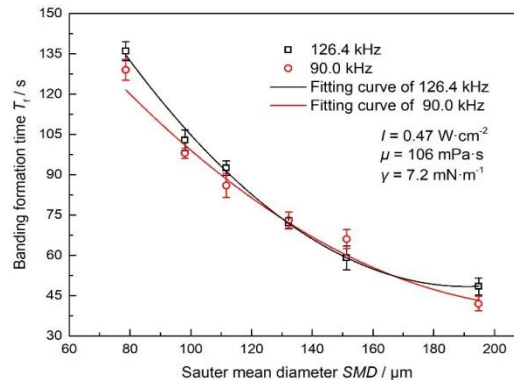


Рис. 3 Время формирования слоя капель воды в эмульсии W/O при различных SMD (сведения по [2]).

Время формирования слоя быстро увеличивается с увеличением вязкости масла на разных частотах. Согласно уравнению Адамара-Рыбчински [4] сила сопротивления, действующая на капли, увеличивается с увеличением вязкости масла.

$$F_{\mu} = 4 \cdot \pi \left(\frac{1 + 3 \cdot \frac{\tilde{\mu}}{2}}{1 + \tilde{\mu}} \right) \cdot \mu_0 \cdot r \cdot v \quad (1)$$

где $\tilde{\mu}$ – отношение вязкости капли к непрерывной фазе;
 μ_0 – вязкость непрерывной фазы;
 v – скорость капель.

Заключение. Были построены зависимости время формирования слоя от различных межфазных натяжений. Установлено, что по сравнению с эффектами интенсивности звука, размерами капель и вязкостью масла, межфазное натяжение масло/вода мало влияет на время формирования полосы.

Таким образом, диапазон интенсивности звука, при котором может образоваться полоса капель, увеличивается с увеличением частоты. Кроме того, существует максимальная допустимая акустическая интенсивность для формирования полосы, которая также увеличивается с увеличением частоты. Для эмульсии W/O с небольшим SMD капель и высокой вязкостью масла требуется долгое время для формирования капель. Массовое межфазное натяжение мало влияет на время формирования полосы. Интервал полос связан только с частотой, которая примерно соответствует половине длины волны.

Литература

1. Mathew B., Alazzam A., El-Khasawneh B., Maalouf M., Destgeer G., Sung H.J., Model for tracing the path of microparticles in continuous flow microfluidic devices for 2D focusing via standing acoustic waves, Sep. Purif. Technol. 153 (2015) 99-107.
2. Pangu G.D., Acoustically aided coalescence of droplets in aqueous emulsions, Case Western Reserve University, 2006.
3. Bruus H., Acoustofluidics 1: Governing equations in microfluidics, Lab Chip 11 (2011) 3742-3751.
4. Lamb H., Hydrodynamics (Sixth edition), Cambridge University Press, London (1932).

ИССЛЕДОВАНИЕ ВИХРЕОБРАЗОВАНИЯ В НЕСЖИМАЕМЫХ ПОТОКАХ В ТРУБОПРОВОДАХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПК ANSYS FLUENT. КАРТИНЫ ПРОЦЕССОВ

Р.С. Быков

Научный руководитель – профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

С развитием сложных современных методов исследования вихреобразования, таких как измерение скорости потока с помощью высокоскоростных вычислений, визуализация потока высоких скоростей, вихревая динамика, образующаяся за телом обтекания, исследуется довольно тщательно, что приводит к множеству полезных количественных и качественных заключений.

Для составления более полной картины формирования вихревых структур в канале с цилиндрическим телом обтекания, получения количественных характеристик полей скорости и давления и их пульсаций было выполнено численное моделирование исследуемого течения в пакете Ansys Fluent 13.0.

Физическая постановка задачи заключается в задании плоского канала, размеры которого равны 0,7×1,2 м. Внутрь канала помещаем цилиндр, радиус которого равен $r = 0,04$ м. Расположение осей цилиндра является перпендикулярным плоскости течения.

Движение потока жидкости в исследуемом канале описывается системой уравнений динамики вязкой жидкости, где для привлечения поля скорости используется уравнение Навье-Стокса в безразмерном виде:

$$Sh Re \frac{\partial U}{\partial t} + Re(U, \nabla)U = -Re E \nabla P + \frac{Re}{Fr} F + \Delta U,$$

При исследовании обтекания покоящейся цилиндра радиуса d , с центром, находящимся в начале системы координат, потоком жидкости, который имеет на бесконечности скорость U , следует установить следующие граничные условия соответственно на поверхности цилиндра, а также на бесконечности:

$$\begin{aligned} r = d, \quad u = v = w = 0, \\ r = \infty, \quad u \rightarrow U, v \rightarrow 0, w \rightarrow 0. \end{aligned}$$

На поверхности цилиндра установлены условия прилипания. На нижней и верхней границах расчётной области заданы условия непротекания, при которых нормальная компоненты скорости равняется нулю.

Исследовалось развитие разных режимов течения в зависимости от задания Re. Выполняется сравнение полученных результатов расчетов с картинами течения, представленных в альбоме течений жидкости и газа.

За счёт изменения скорости набегающего потока производилась вариация числа Re. Температура для среды предполагалась постоянной на протяжении всего времени. Модель турбулентности $k - \omega$ -SST [1] применялась для замыкания осреднённых уравнений. С целью аппроксимации производных по пространственным переменным использована конечно-объёмная MUSCL схема второго и третьего порядка аппроксимации [2]. В результате моделирования были получены все характерные режимы обтекания кругового цилиндра.

Для малых чисел Рейнольдса ($Re < 1$) обтекание кругового цилиндра идет в ламинарном режиме. Картина направлений линий тока для числа Рейнольдса равным 0.16 позволяет определить, что поток движется слева направо.

**СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ
И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ**

Данный факт объясняется тем, что при числах Рейнольдса близких к единице обтекание твердого тела «обратимо» и, вследствие этого, симметрично при симметричной форме тела.

Нарушение устойчивости ламинарного потока происходит начиная с $Re = 1$ и вплоть до значения $Re = 40$. В этом случае за телом обтекания формируются два вихря, тем не менее течение остается ламинарным и стационарным. В противоположность предшествующему случаю на рисунках отчетливо видно, что произошел отрыв потока, и сформировалась пара рециркуляционных вихрей. Приближенные результаты аналогичных экспериментов в случае неограниченного потока указывают на возможность отрыва потока при $Re = 4 \div 5$, в то время как большая часть численных расчетов дает $Re = 5 \div 7$.



Рис. 1 Распределение линий тока при $Re = 9.6$ (а), картина течения в области кругового цилиндра при $Re > 10$ (б) [4]

Неподвижные вихри по мере увеличения скорости начинают вытягиваться в направлении движения потока (рис.2). Выявлено, что их длина с ростом числа Рейнольдса линейно увеличивается, пока течение при значении Рейнольдса, превышающем 40, не станет неустойчивым. Расстояние до центров вихрей вниз по потоку в свою очередь также возрастает с увеличением числа Re .



Рис. 2 Изменение линий тока при $Re = 26$ (а), картина течения в области кругового цилиндра при $10 < Re < 40$ (б) [4]

Описанное выше стационарное движение с формированием в задней области течения системы из двух симметричных вихрей при условии увеличения числа Рейнольдса ($Re > 50$) теряет свою устойчивость (рис.3). В этом случае один из вихрей начинает удлиняться, отрывается и сносится вниз по потоку жидкости. Далее удлиняется и отрывается другой вихрь.



Рис. 3 Мгновенные линии тока при $Re = 100$ (а), распределение модуля скорости (б)

На месте оторвавшихся вихрей появляются поочередно снизу и сверху новые вихри, которые также аналогичным образом отрываются от поверхности цилиндра и уносятся потоком. Возникает процесс взаимодействия отрывающихся вихрей. Данный режим неустойчивости образуется в большинстве случаев. В результате него формируется так называемая вихревая дорожка Кармана (рис. 4), движение потока становится нестационарным, но вместе с тем периодическим.

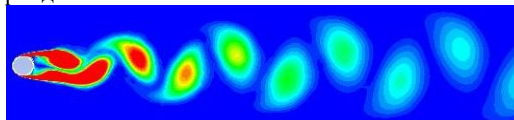


Рис. 4 Поле завихренности при $Re = 1500$, полученное по расчетам с использованием SST модели турбулентности

Частота срыва вихрей обуславливается расположением точки отрыва, которая смещается от задней критической точки вверх по поверхности цилиндра с ростом скорости набегающего потока. Течение в следе и окрестности цилиндра является ламинарным при $Re < 150$, а прослеживание вихревой дорожки вниз по потоку возможно на расстоянии до $80d$. В вихревом следе за цилиндром совершается ламинарно-турбулентный переход начиная с числа Рейнольдса близким к 150. Также область следа, в которой происходит переход с ростом Re , перемещается вверх по потоку. Начало срыва вихрей с поверхности цилиндра при $150 < Re < 300$ происходит хаотично и установить преобладающую частоту не является возможным. Срыв вихрей становится постоянным при $Re > 300$ и на основную частоту накладываются турбулентные возмущения. В результате данного процесса длина вихревой дорожки уменьшается вплоть до нескольких диаметров d цилиндра. Стоит отметить, что при этом число Струхала хорошо согласуется с эмпирической экспериментальной зависимостью, а также остается практически неизменным и равняется $Sh \sim 0.21$ (рис. 5).

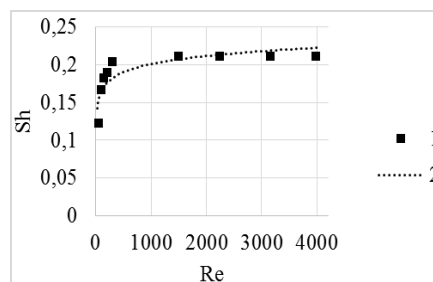


Рис. 5 Зависимость числа Струхала от числа Рейнольдса по эмпирической зависимости (1), на основе данных численного моделирования (2)

Заключение. Установлено, что ламинарно-турбулентный переход происходит в пограничном слое на поверхности цилиндра при числе Re равным $2 \cdot 10^5$. В результате данного процесса точка отрыва пограничного слоя смещается к задней критической точке на цилиндре. Результаты расчета сопоставлены с данными экспериментов [3]. Для всех задач было получено хорошее соответствие с экспериментальными данными, что позволяет говорить о возможности применения методики расчета для исследования несжимаемых течений в окрестности плохообтекаемых тел.

Литература

1. Menter F.R. Two-equation eddy-viscosity turbulence models for engineering application // AIAA J. 1994. Vol. 32, No. 8. P. 1598–1605.
2. Van Leer B. Towards the ultimate conservative difference scheme V // J. of Comput. Phys. 1983. Vol. 32, No. 1. P. 101–136.
3. Вальгер С.А., Федорова Н.Н. Моделирование ветровых воздействий на конструкции в ПК Ansys // Новосибирский государственный архитектурно-строительный уни-верситет (Сибстрин) – С. 73–77. 24
4. Ван-Дайк М.. Альбом течений жидкости и газа, Москва, Мир 1986. – С. 184.

АБСОРБЦИОННАЯ ОСУШКА ПРИРОДНОГО ГАЗА И ПРИНЦИП РАСЧЕТА АБСОРБЕРА

А.А. Вакуров, А.П. Куренков

Научный руководитель – профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Цель работы. Исследование закономерностей и особенностей процесса абсорбции при изменении температуры ($T = 15$ и давления ($P = 1$ · осушаемого природного газа, а также выдача рекомендаций в практику прикладных исследований абсорбционной сушки в данных условиях.

Введение. Известно [1], что добываемый из недр земли природный газ содержит в себе водяные пары, которые в системе магистрального транспорта при изменении термобарических параметров приводят к образованию свободной воды, льда или гидратов. Поэтому перед магистральным транспортом добываемый природный газ необходимо подготовить так, чтобы удалить из его состава влагу. Наиболее распространенным способом осушки природного газа, является процесс абсорбционной осушки гликолями. Абсорбционный метод осушки природного газа основан на разности парциальных давлений водяных паров в газе и осушителе. В абсорбере при контакте жидкого осушителя с влажным газом процесс извлечения влаги из газа проходит до тех пор, пока величины парциального давления воды и над раствором осушителя не примут равные значения [1].

Актуальность. Проведенный библиографический анализ проблемы позволяет выделить ряд задач, требующих повышенного внимания в исследованиях теплообмена в аппаратах нефтегазовой отрасли: увеличение капельного уноса абсорбента с осушенным природным газом в систему магистрального транспорта; усиление коррозии оборудования; повышение потерь абсорбента в результате испарения. Перечисленные проблемы обусловлены снижением эффективности массообмена молекул воды из добываемого газа в фазу гликоля на тарелках абсорбера. В связи с этим **актуальным** является проведение различных исследований, которые будут направлены на разработку альтернативных способов повышения эффективности осушки добываемого пластового газа.

Практика показывает, что физическая сущность метода абсорбционной осушки газа состоит в абсорбции паров влаги с помощью абсорбентов-осушителей, которые выступают в роли поглотителей водяного пара. В качестве абсорбентов-осушителей принято использовать концентрированные водные растворы: моно-, ди-, а также триэтиленгликолей. Следует отметить, что описание используемых установок для абсорбционной осушки природного газа гликолями подробно рассмотрено и представлено, например, в [1, 2]. При этом установка для осушки природного газа состоит, как правило, из двух блоков:

**СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ
И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ**

Абсорбционной осушки;

Регенерации насыщенного водой абсорбента.

Так же к основным аппаратам установки следует отнести абсорбер и десорбер.

Абсорбер представляет из себя многофункциональный аппарат, состоящий из трех секций: *сепарационной, фильтрационной и массообменной*. Сепарационная секция предназначена для улавливания капельной воды, поступающей с потоком добываемого пластового газа. Фильтрационная секция предназначена для улавливания абсорбента, который уносится из массообменной секции в капельном виде совместно с потоком осушенного природного газа. Массообменная секция предназначена для извлечения воды, находящейся в газовом состоянии и поступающей с потоком флюида.

Десорбер предназначен для регенерации абсорбента, насыщенного водой, и состоит из десорбционной колонны тарельчатого типа с числом контактных устройств порядка 15 (см., например, [3]).

Следует заметить, что эффективность извлечения влаги из добываемого пластового газа во время проведения процесса абсорбционной осушки обусловлена разностью между точкой росы сухого газа и температурой контакта в абсорбере.

Как правило, эффективность извлечения воды из добываемого природного газа в установках абсорбционной осушки зависит от следующего:

потенциального содержания водяных паров в добываемом природном газе;

технологического режима эксплуатации установки абсорбера;

типа растворов гликоля, которые применяются в качестве абсорбента-осушителя;

эксплуатационных свойств абсорбента-осушителя.

В свою очередь, эффективность работы установок абсорбционной осушки добываемого природного газа характеризуется такими показателями как [5]:

точкой росы осушенного газа по воде;

величиной безвозвратных потерь абсорбента.

Известно, что основная потеря абсорбента происходит при его капельном уносе с осушенным природным газом в систему магистрального транспорта.

Результаты и их обсуждения. Для решения поставленной проблемы в работе исследовался процесс поверхностных явлений добываемого природного газа, протекающий в условиях изменения температуры и давления.

Анализ результатов исследования показывает, что молекулы, находящиеся во внутренних слоях вещества, в среднем испытывают одинаковое притяжение по всем направлениям со стороны окружающих молекул. Молекулы поверхностного слоя подвержены неодинаковому притяжению со стороны внутренних слоев вещества и со стороны, граничащей с поверхностным слоем. Так, на поверхности разделения паровой и жидкой фазы молекулы жидкой фазы находятся в поверхностном слое. Они способны испытывать большее притяжение со стороны соседних молекул, чем со стороны молекул паровой фазы. Из этого следует, что свойства поверхностных слоев вещества отличаются от свойств внутренних слоев.

Следует отметить, что при повышении поверхностного натяжения будет уменьшаться межфазная поверхность, что, в свою очередь, приведет к понижению степени дисперсности газовой фазы.

Анализ показывает, что достичь изменения параметра поверхностного натяжения можно следующими способами:

Повышением температуры в установки абсорбера;

Увеличением давления осушаемого природного газа;

Исследование позволяет утверждать, что увеличение давления на 1 МПа приводит к снижению поверхностного натяжения на 10-15% (см. рисунок 1), а увеличение температуры на 10 приводит к снижению поверхностного натяжения на 2-4% (см. рисунок 2).

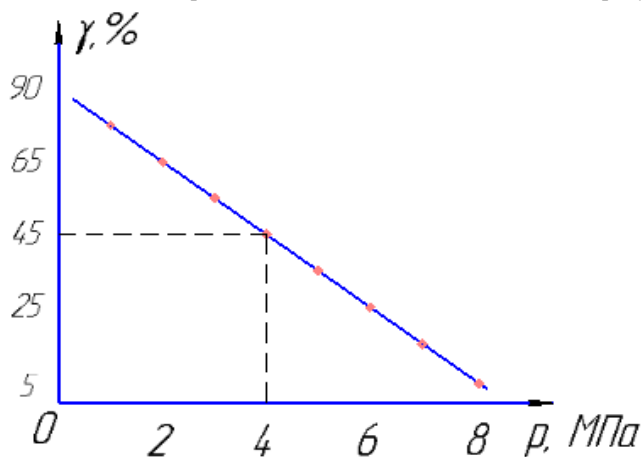


Рис. 1 – Изменение натяжения от давления

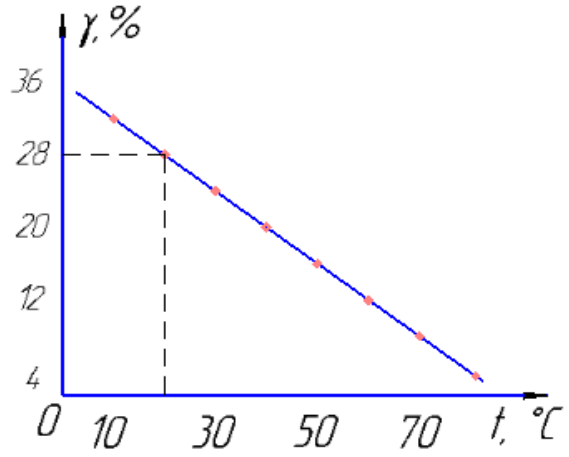


Рис. 2 – Изменение натяжения от температуры

Таким образом, расчеты показывают, что при прохождении добываемого природного газа через тарелки абсорбера происходит осушка и дробление его объема на более мелкие пузырьки и осушка, а из-за повышенного значения поверхностного натяжения гликоля снижаются потери при капельном уносе абсорбента в магистральный газопровод. Однако, данный эффект может негативно повлиять на эффективность осушки газа.

Заключение. В настоящей работе изложены результаты исследования технологического процесса абсорбции в диапазонах температур ($T = 15$ и давлений ($P = 1$ - Основные выводы сводятся к следующему:

исследован процесс капельного уноса абсорбента с осушенным природным газом в систему магистрального транспорта;

проанализирована зависимость изменения поверхностного натяжения абсорбента от температуры и давления;

предложен способ осушки природного газа, основанный на добавлении поверхностно-активных веществ в раствор гликолей, циркулирующей в системе;

даны рекомендации по улучшению функционирования технологического процесса в рамках указанных рабочих параметров устройств абсорбционной осушки природного газа.

Литература

1. Берлин М.А., Гореченков В.Г., Волков Н.П. Переработка нефтяных и природных газов. – М.: Химия, 1981. – 472 с.
2. Иканин С.А., Магарил Р.З. Совершенствование процесса абсорбционной осушки природного газа // Известия вузов. Нефть и газ, 2006. - №3 – С. 76-79.
3. Ланчаков Г.А., Кульков А.Н., Зиберт Г.К. Технологические процессы подготовки природного газа и методы расчета оборудования. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 279 с.
4. Роголев М.С., Магарил Р.З. Способ интенсификации процесса первичной перегонки нефти. // Известия вузов. Нефть и газ, 2008. - №5. – С. 90-93.
5. Carro J. Natural Gas Hydrates. A guide for engineer, 2nd edition, Elsevier Inc. 2009, 276 p.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ВИБРОАКУСТИЧЕСКИХ ЭФФЕКТОВ В РЕОЛОГИЧЕСКИ СЛОЖНОЙ СРЕДЕ ПОД ДЕЙСТВИЕМ КРИТИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Д.Л. Вахитов

Научный руководитель – профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В данной работе представлена физико-математическая модель поперечных колебаний прямолинейных неоднородных участков трубопроводов в условиях пульсации полей давления и скоростей протекающих жидкостей.

По сравнению с известными работами здесь учитываются следующие физические особенности процесса:

- возможные аксиальные неоднородности геометрических и физических параметров трубопроводов;
- наличие заданного числа и значений упруго-жесткостных характеристик опор трубопроводов;
- распределенность параметров пульсирующих жидкостей.

Заметим, что в данных постановках задач динамические свойства и характеристики источников пульсаций рабочих жидкостей и присоединенных гидравлических цепей определяют формулировкой начальных и граничных условий.

При изгибных колебаниях трубопроводов с осевой цилиндрической симметрией в плоскостях их осей эффекты, типичные для тонкостенного стержня, не проявляются, так как центры изгибов всегда совпадают с центрами тяжести сечений.

$$EI \frac{\partial^4 y}{\partial x^4} = \frac{\partial^2 M}{\partial x^2}, (1)$$

Изгибающие моменты M в данном случае выражаются так:

$$M = M_0 - Ny. (2)$$

Из (2) следует, что

$$\frac{\partial^2 M}{\partial x^2} = P - N \frac{\partial^2 y}{\partial x^2} - 2 \frac{\partial N}{\partial x} \frac{\partial y}{\partial x} - y \frac{\partial^2 N}{\partial x^2}, (3)$$

В случае прогиба системы поперечные силы, вызываемые внутренними давлениями p , при бесконечно малых расстояниях между сечением будут равны $S_{жс}(x)pd\varphi$, где $d\varphi$ - углы между сечениями. Значения этих сил принимаются равными на единицу длины $S_{жс}(x)pd\varphi / dx = -S_{жс}(x)p\partial^2 y / \partial x^2$. Здесь $d\varphi/dx = \partial^2 y / \partial x^2$ есть мера искривления осей.

Стоит также выделить, что траектории средних по сечениям скоростей течений жидкостей векторов не совпадают с изогнутыми осями систем, поэтому силы инерции жидкостей определяются не как силы инерции оболочек.

Применяя законы дифференцирования сложных функций, можно определить:

**СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ
И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ**

$$\frac{d^2y}{dt^2} = \frac{d}{dt} \left(\frac{\partial y}{\partial t} + u \frac{\partial y}{\partial x} \right) = \frac{\partial^2 y}{\partial t^2} + \left(\frac{\partial u}{\partial t} + u \frac{\partial u}{\partial x} \right) \frac{\partial y}{\partial x} + 2u \frac{\partial^2 y}{\partial x \partial t} + u^2 \frac{\partial^2 y}{\partial x^2}.$$

где $u(x,t)$ - средние по сечениям скорости течений.

Уравнение для сжимающих продольных сил и их частных производных по координате x рассчитаем следующим путем:

$$N = N_0 + \frac{L_{окр}(x)\rho_{жс}g}{C^2} u^2(x,t)x + m_m(x)gx \sin \alpha,$$

$$\frac{\partial^2 N}{\partial x^2} = \frac{2L_{окр}(x)\rho_{жс}g}{C^2} \left[\left(\frac{\partial u(x,t)}{\partial x} \right)^2 + u(x,t) \frac{\partial^2 u(x,t)}{\partial x^2} \right]$$

$$\frac{\partial N}{\partial x} = \frac{2L_{окр}(x)\rho_{жс}g}{C^2} u(x,t) \frac{\partial u(x,t)}{\partial x} + m_{жс}(x)g \sin \alpha$$

$$p = p_0 - \frac{1}{\rho_{жс}g} \left(\frac{2u_0^2(x)}{C^2 r(x)} - \sin \alpha \right) x + P(x,t)$$

где N_0 - значения N при $x = 0$; p_0 - стационарные составляющие давлений при $x = 0$; $P(x,t)$ - пульсационные составляющие давлений; g - ускорение свободного падения; $\rho_{ж}$ - плотности рабочих жидкостей; α - углы наклона к горизонту осей систем ($\alpha < 0$ для восходящего трубопровода и $\alpha > 0$ для нисходящего); $L_{окр}$ - длины контактов жидкостей с оболочками, окружающими их в плоскостях поперечных сечений; u - скорости течений жидкостей; C - коэффициент Шези.

Используя классические формулы Маннинга, можно выразить коэффициенты Шези следующим образом [2]:

$$C = \frac{d^{1/6}}{n\sqrt{2}}$$

n - коэффициенты шероховатостей ($n=0,02\dots 0,04$);

d - внутренние диаметры трубопроводов. При дифференцировании принималось предположение 4, которое применяется и на функции $L_{окр}=f_1(x)$, $m_m=f_2(x)$.

С учетом (3) приходим к следующим уравнениям поперечных колебаний:

$$\frac{\partial^4 y}{\partial x^4} + a_1(x,t) \frac{\partial^2 y}{\partial x^2} + a_2(x,t) \frac{\partial^2 y}{\partial x \partial t} + a_3(x) \frac{\partial^2 y}{\partial t^2} + a_4(x,t) \frac{\partial y}{\partial x} + a_5(x,t)y = a_3(x)g, \quad (4)$$

в которых обозначено:

$$a_1(x,t) = \frac{1}{E(x)I(x)} [m_{жс}(x)u^2(x,t) + S_{жс}(x) \left(p_0 - \frac{1}{\rho_{жс}g} \left(\frac{2u_0^2(x)}{C^2 r(x)} - \sin \alpha \right) x + P(x,t) \right) + N_0 + \frac{L_{окр}(x)\rho_{жс}g}{C^2} u^2(x,t)x + m_m(x)gx \sin \alpha];$$

$$a_2(x,t) = \frac{2m_{жс}(x)}{E(x)I(x)} u(x,t); \quad a_3(x) = \frac{m_m(x) + m_{жс}(x)}{E(x)I(x)};$$

$$a_4(x,t) = \frac{1}{E(x)I(x)} [m_{жс}(x) \left(\frac{\partial u(x,t)}{\partial t} + u(x,t) \frac{\partial u(x,t)}{\partial x} \right) + 2 \left(\frac{2L_{окр}(x)\rho_{жс}g}{C^2} u(x,t) \times \frac{\partial u(x,t)}{\partial x} + m_{жс}(x)g \sin \alpha \right)];$$

$$a_5(x,t) = \frac{2L_{окр}(x)\rho_{жс}g}{C^2 EI} \left[\left(\frac{\partial u(x,t)}{\partial x} \right)^2 + u(x,t) \frac{\partial^2 u(x,t)}{\partial x^2} \right].$$

Уравнение (4) описывает поперечные колебания неоднородных прямолинейных участков трубопроводов, с учетом движущихся с пульсирующими давлениями жидкостей. Эти уравнения имеют структуру, схожую по структуре к уравнению, представленного Н.С. Кондрашевым [1]. Некоторые отличия связаны с тем, что при выводе (4), в отличие от уравнений Н.С. Кондрашева, учитывались:

- изменения скоростей жидкостей по длине трубопроводов и во времени;
- трения в жидкостях;
- углы наклона осей трубопроводов к горизонту;
- распределения пульсаций давлений по длине трубопроводов;
- изменения геометрических и физических параметров трубопроводов по длине.

В заключении стоит отметить. В представленной работе были рассмотрены и проанализированы теоретические методы, применявшиеся ранее для изучения вибрации трубопровода под воздействием пульсирующих потоков рабочих жидкостей. Были обоснованы и определены преимущества и недостатки разнообразных вариантов решения этого вопроса. Анализ показывает, что исследование комплексного влияния возмущений на трубопровод в рамках математических моделей с уравнениями, описывающими динамику

прямолинейных участков неоднородных трубопроводов под воздействием пульсирующих потоков рабочих жидкостей достаточно перспективно [3]. Данные уравнения справедливы не только для стабилизирующихся периодических процессов в гидравлических системах, но могут также быть использованы для моделирования вибрации трубопроводов в период переходного процесса в гидролиниях (например, при гидравлических ударах). Последнее весьма ценно для практики прикладных исследований. Отмечено, что представленные виброакустические модели прямолинейных неоднородных участков трубопроводов также являются базой для создания расчетной модели эффективности уменьшения вибропараметра трубопроводных систем после крепления стабилизирующих устройств (механических демпферов, гасителей колебания давлений, и т.п.). Для этого в рассмотренные уравнения модели необходимо ввести соотношение, учитывающее влияния характеристик корректирующего устройства (КУ) на изменение пульсационных состояний гидролиний, геометрии полученных систем, форм колебаний. Проведения подобных работ могут стать причиной для воплощения САПР КУ, позволяющих максимально увеличить снижения вибрационной и пульсационной нагрузки в трубопроводной системе энергетической установки, функционирующих при неблагоприятных климатических условиях Крайнего Севера.

Литература

1. Кондрашов. Н.С. О параметрическом колебании трубопровода//Вибрационные прочностные и надежности авиационного двигателя. – Куйбышев: КуАИ, 1965. – № 19. – 6 с.
2. Хилл Р. Математическая теория пластичности. – М.: ГИТТЛ. 1956. – 408 с.
3. Шахматов Е.В., Прокофьев А.Б. Виброакустические модели прямолинейных неоднородных трубопроводов при их силовых возбуждениях пульсацией рабочих жидкостей//Надежность, динамика и диагностика машин. – Самара: Институт акустики машин. 2004. – С.135-140.

ОЦЕНКА ИЗНОСА ЭЛАСТОМЕРА ВИНТОВОГО ЗАБОЙНОГО ДВИГАТЕЛЯ НА ОСНОВЕ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ДАННЫХ

М.С. Власов, И.Б. Кучкоров, Х.Б. Кучкоров, А.С. Тихонов

Научный руководитель – профессор С.Н. Харламов

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

С развитием технологии бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин, винтовые забойные двигатели получили наибольшую популярность. Одним из самых уязвимых мест ВЗД является резиновая обкладка статора (эластомер) так как она подвержена воздействию различных агрессивных сред и высоких нагрузок при взаимодействии с ротором. В связи с чем возникает проблема создания системы повышения износостойкости эластомера ВЗД с целью уменьшения числа аварий, количества СПО, затрат на бурение и в целом время бурения скважины.

По результатам статистических исследований в области надёжности и работоспособности забойных двигателей в восьмидесяти процентах причиной отказа является рабочая пара, а точнее износ или полное разрушение резиновой обкладки статора, что снижает ресурс винтового забойного двигателя в целом [2].

На сегодняшний день отсутствует какой-либо комплекс мер для повышения износостойкости эластомера ВЗД, как в зарубежной, так и отечественной практике применения. Существует лишь ряд мер для повышения времени эксплуатации рабочей секции ВЗД. Увеличение длины рабочего органа ВЗД позволяет повысить сроки эксплуатации, но это влияет на проходимость двигателя в скважинах с большими углами. Так же необходимо соблюдать требования предъявляемые к системе промывки и очистки скважины, так как качество бурового раствора, его скорость и абразивность очень сильно влияют на срок службы эластомера [3].

Исходя из исследования ученых Уфимского государственного нефтяного технического университета, стоит отметить, что наименьшую скорость изнашивания в среде бурового раствора при трении пары резина-сталь имеет полимер глинистый раствор. В некоторых случаях разница между полимер глинистым и другими растворами достигает десятков раз. [1]

Исследования данных проблем в большей части направлены на изучение влияния смазочных добавок для бурового раствора на взаимодействие пары ротор/статор винтового забойного двигателя. В России проводился сравнительный анализ нескольких смазочных добавок, где ФК 2000+ и Луброил в совокупности с применением бурового раствора показали снижение коэффициента трения и скорости изнашивания до 2-3 раз. Так же были исследованы реагенты комплексного действия БКР-7 и СМ-1 разработаны на кафедре «Бурение нефтяных и газовых скважин» УГНТУ, которые показали себя с гораздо лучшей стороны. Так как более ориентированы на снижение износа пары резина/сталь. Применение данных реагентов комплексного действия снижает износ в парах трения, в паре трения «резина – металл» ВЗД, в частности. Соответственно увеличивается межремонтный рабочий ресурс двигателя. [1]

Отсутствие каких-либо крупных исследований в данной сфере является главным стимулом в изучении работы пары резина/сталь, и снижение износа резины. Наиболее перспективные пути повышения стойкости резин заключаются в модификации поверхностного слоя с целью снижения коэффициента трения. В данной работе будет проведён анализ используемых смазок для резиновых поверхностей с целью повышения их износостойкости в промышленности в целом, для дальнейшего изучения их воздействия на эластомер ВЗД.

СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Целью данной работы является исследование скорости износа эластомера ВЗД при использовании смазок для резиновых поверхностей с целью повышения их износостойкости.

Для имитации работы пары резина/сталь использовалась резина ИРП – 1226 и стальная пята. ИРП – 1226 является резиной повышенной износостойкости, из которой изготавливаются большинство эластомерных обкладок винтовых забойных двигателей. Изготовление образцов происходило с помощью сверлильного станка и коронки по дереву диаметром 43мм, путём вырезания из листа резины. Истирание образца происходило в цилиндрическом стакане, в котором происходила фиксация образца и рабочей среды.

В качестве имитации агрессивной среды использовался полимер-глинистый буровой раствор. С целью снижения сил трения действующих между резиной и сталью применялись смазки. Все смазки были подобраны по принципу низкой цены и доступности. В процессе эксперимента использовались следующие смазки: силиконовая смазка, тефлоновая смазка, литиевая смазка, смазки типа ШРУС, эластомерная смазка, многоцелевая компонентная смазка WD-40

На дно стакана кладется образец и затем фиксируется цилиндром. В стакан заливается полимер-глинистый буровой раствор. В сверлильный станок устанавливается пята и затягивается ключом. Стакан фиксируется тисками. Запускается станок, на рычаг подачи устанавливается груз и запускается таймер. С каждой смазкой проводится две серии опытов с выдержкой образцов в смазке в течении 72 часов и без выдержки. Для каждой смазки было изготовлено по три образца, с целью получения сходимости результатов.

Все образцы истираются под действием нагрузки в бкг, с частотой вращения шпинделя равной 180 об/минуту, в течении 5 минут. После истирания с каждого образца с помощью штангенциркуля глубиномера снимается деформация и образец маркируется. По истечению 72 часов снимается остаточная деформация с каждого образца. Замер деформации производился с помощью цифрового штангенциркуля ШЦЦ-1-125. На рисунке 1 представлены средние значения износа резины ИРП 1226 и остаточная деформация после истирания образцов.



Рис. 1 – Износ резины ИРП 1226 в среде полимер-глинистого бурового раствора

В среде полимер-глинистого бурового раствора наименьший износ был замечен у тефлоновой смазки 1,57 мм, а остаточная деформация 0,2 мм. Это говорит о том, что разрушения поверхности резины не происходило. Износ без смазки составил 3,99 мм. Исходя из представленного выше, можно отметить что тефлоновая и эластомерная смазка имеют положительный результат и снижают до двух раз износ эластомера при истирании его в паре со сталью.

Для проведения дальнейших экспериментов были выбраны силиконовая тефлоновая и эластомерная смазка. Также для сравнения проводился опыт с образцами без смазки. Для исследования была взята среда – полимерглинистый буровой раствор, как наиболее применяемый при бурении. Методика эксперимента заключается в измерении износа образца резины ИРП 1226 с помощью штангенциркуля с течением времени. Были выбраны временные интервалы 1, 2, 3, 4, 5 минут для построения зависимости износа от времени. Все образцы истираются под действием нагрузки в бкг, с частотой вращения шпинделя равной 180 об/минуту, в течении 5 минут. После истирания с каждого образца с помощью штангенциркуля глубиномера снимается деформация. Средние значения результатов экспериментов представлены в таблице 1.

Таблица 1

Время опыта, с	Износ эластомера, мм				
	60	120	180	240	300
Без смазки	0,40	0,59	1,69	2,32	3,99
Силиконовая смазка	0,11	0,38	1,22	1,71	2,32
Эластомерная смазка	0,22	0,35	0,81	1,79	2,38
Тефлоновая смазка	0,05	0,31	0,55	1,20	1,57

На рисунке 2 представлены зависимости износа резины ИРП 1226 от времени истирания.

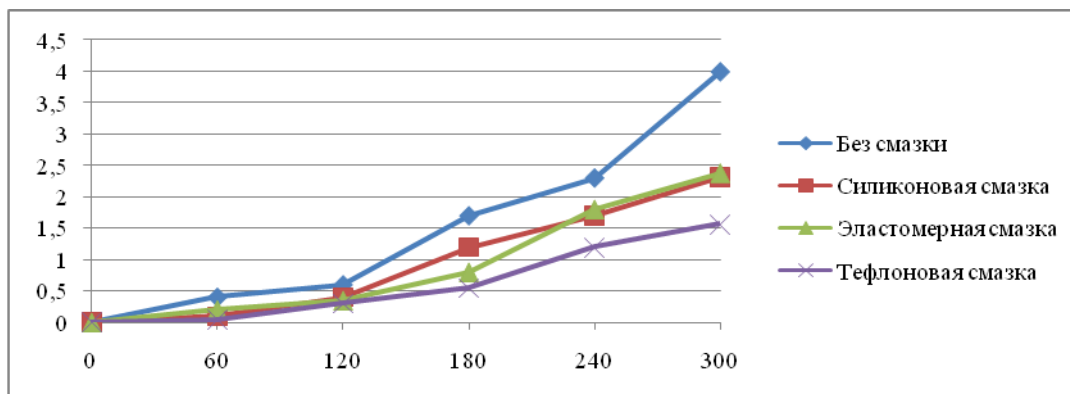


Рис. 2 – Зависимость износа резины ИРП 1226 от времени истирания

Из полученных графиков стоит отметить что в течении первых 120 секунд все образцы имеют небольшой разброс износа, но в дальнейшем образцы без смазки имеют износ почти в 3 раза превышающий, чем у образцов с тефлоновой смазкой. Также стоит отметить, что у образцов с силиконовой и эластомерной смазкой конечный износ на 1 мм больше чем у образцов с тефлоновой смазкой.

Для дальнейшего исследования истирания образцов в тефлоновой смазке были получены аппроксимирующие уравнения. Уравнение полиномиальной аппроксимации имеет вид

$$h = 0.0571 \cdot t^2 - 0.07 \cdot t - 0,01 \quad (1)$$

где h – глубина износа поверхности эластомера, мм

t – время изнашивания образца, с

Для определения скорости изнашивания эластомера необходимо исходное уравнение продифференцировать по переменной t . Так, имеем

$$\frac{dh}{dt} = \frac{d(0.0571t^2 - 0.07t - 0.01)}{dt} = 0.1142t - 0.07 \quad (2)$$

Исходя из полученных уравнений можно сделать вывод, что скорость изнашивания поверхности эластомера не постоянна. Это можно связать с несколькими факторами:

При трении происходит повышение температуры поверхности эластомера;

Происходит нагрев рабочей среды и стальной пяты;

Происходит снижение действия смазки (вымыв).

В данной работе проведён анализ влияния смазочных добавок на износ эластомера, а также изменение скорости износа с течением времени. Стоит отметить, что применение смазочных добавок позволяет снизить износ поверхности эластомера до 3 раз.

Данное исследование будет полезно заводам изготовителям, а также нуждается в опытно-промышленных испытаниях с целью определения результат в реальных условиях. На сегодняшний день поверхность эластомера не покрывается никакими смазками. В соответствии с этим возможно применение данных смазок при изготовлении ВЗД. Из полученных результатов очевидно, что при нанесении тефлоновой или эластомерной смазки происходит снижение износа двигателя до двух раз. В дальнейших исследованиях необходимо определить устойчивость данных видов смазок к воздействию дисперсионной среды в течении длительного времени.

Литература

- Исмаков Р.А., Закиров Н.Н., Аль-Сухили М.Х., Торопов Е.С. Исследование работы пары “эластомер-металл” силовой секции винтового забойного двигателя // Современные проблемы науки и образования. 2015. № 2-3. С. 23.
- Самсонов А.И., Бухтояров В.В., Повышение долговечности механизмов винтовых забойных двигателей // Сибирский федеральный университет. 2016.
- Бобров М.Г., Трапезников С.Г. Особенности использования винтовых забойных двигателей при бурении скважин // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. 2009. № 1. С. 15-18.
- Виноградова И.Э. Противоизносные присадки к маслам. – М.: Химия, 1972. – 272 с.
- Мур Д. Трение и смазка эластомеров. США, 1972. Перевод с английского канд. Хим. Наук. Г.И. Бродского – М.: Химия, 1977. – 264 с.
- Смазки, классификация, применение. [Электронный ресурс]. – <http://www.uazbuka.ru/lib/oiling.htm> Дата обращения 22.12.2016).

**СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ
И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ**

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ТУРБУЛЕНТНОЙ СЕПАРАЦИИ НЕФТИ

А.Э. Волков, А.А. Марина

Научный руководитель – профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Гидроциклоны представляют собой аппараты, которые используются для выделения взвешенных частиц из жидкого раствора (суспензии). Гидроциклоны широко применяются в нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности для механического разделения полидисперсных гетерогенных систем.

В гидроциклоне проходит достаточно сложный гидродинамический процесс, так как режим течения потока жидкости в корпусе аппарата является турбулентным [3]. Вследствие турбулентного характера режима течения возникает явление турбулентной диффузии, которая представляет собой локальный перенос частиц дисперсной среды и макромасс жидкости. Явление турбулентной диффузии оказывает значительное влияние на процесс разделения дисперсной среды в гидроциклоне. Следовательно, расчет эффективности турбулентной сепарации при разделении дисперсной среды является важной задачей [2].

При расчете турбулентных пульсаций поля скорости используется модель Прандтля, рекомендованная к прогнозу процессов переноса импульса в гидродинамическом пограничном слое. В данной модели учитывается, что структура пограничного слоя включает две зоны: вязкий подслоя (тонкая пристеночная область чисто вязкого движения); турбулентное ядро потока (область с турбулентным движением потока жидкости).

Задачи исследования включают изучение эффектов, сопровождающих турбулентную сепарацию суспензии. Здесь дисперсную среду представляет нефть, а дисперсной фазой выступают механические примеси (песок) с минимальным размером улавливаемых частиц.

В основе расчета эффективности турбулентной сепарации частиц η лежит энергетическая модель, в соответствии с которой η определяется по выражению [3]:

$$\eta = 1 - EXP(-N), \quad (1)$$

$$N = \frac{\beta_D F}{Q}, \quad (2)$$

где β_D – коэффициент переноса дисперсной фазы суспензии, м/с; Q – производительность гидроциклона, м³/с; N – число единиц переноса; F – полная поверхность стенок корпуса гидроциклона, м².

Коэффициент переноса дисперсной фазы для частиц, обладающих инерционностью по отношению к увлечению турбулентными пульсациями, рассчитывается в соответствии с формулой [1]:

$$\beta_D = \frac{0,0112V_t u_*}{R_1 0,0112\bar{V}_t + u_* \ln(R_\infty / R_1)}, \quad (3)$$

Где \bar{V}_t – тангенциальная скорость, м/с; $R_\infty = \frac{u_* R}{\nu}$ – безразмерная координата стенки (так как в расчете по всему радиусу гидроциклона R учитывается турбулентный перенос частиц); $R_1 \approx 11,6$ – безразмерная толщина вязкого подслоя (в соответствии с моделью Прандтля); u_* – динамическая скорость трения, м/с.

Минимальный диаметр улавливаемых частиц определяется в виде:

$$d_c = \sqrt{\frac{K \mu_{ж}}{L \left(\frac{\rho_c - \rho_{ж}}{\rho_{ж}} \right) \frac{\Delta p}{Q}}}, \quad (4)$$

где $\mu_{ж}$ – вязкость дисперсной среды (жидкости), Па·с; $\rho_{ж}$ – плотность дисперсной среды (жидкости), кг/м³; K – критерий эффективности гидроциклона; Q – производительность гидроциклона, м³/с; L – рабочая длина, м; ρ_c – плотность частиц, кг/м³; Δp – гидравлическое сопротивление гидроциклона, Н/м².

Оценка размера частиц проведена в соответствии с зависимостью:

$$0,134\sqrt{R\mu_{жс} / \rho_{ч}u_*} < d_{ч} < 13,4\sqrt{R\mu_{жс} / \rho_{ч}u_*}; \quad (5)$$

Результаты и их анализ. Полученное значение эффективности составило 41,95%; минимальный диаметр улавливаемых частиц – 5,9 мкм. В результате оценки размеров частиц было установлено, что частицы с размером $d_{ч} < 62$ мкм полностью захватываются турбулентными пульсациями дисперсной среды.

По данным [1] частицы с диаметром 5,26 мкм удаляются с механическими примесями с эффективностью 42%. Следовательно, результаты показывают практически полное соответствие экспериментальным данным, что говорит об адекватности математической модели.

По исходным данным о параметрах гидроциклона [1] проведено компьютерное моделирование в САПР SolidWorks Flow Simulation. Приведено наглядное представление поведения потока дисперсной среды в корпусе гидроциклона.

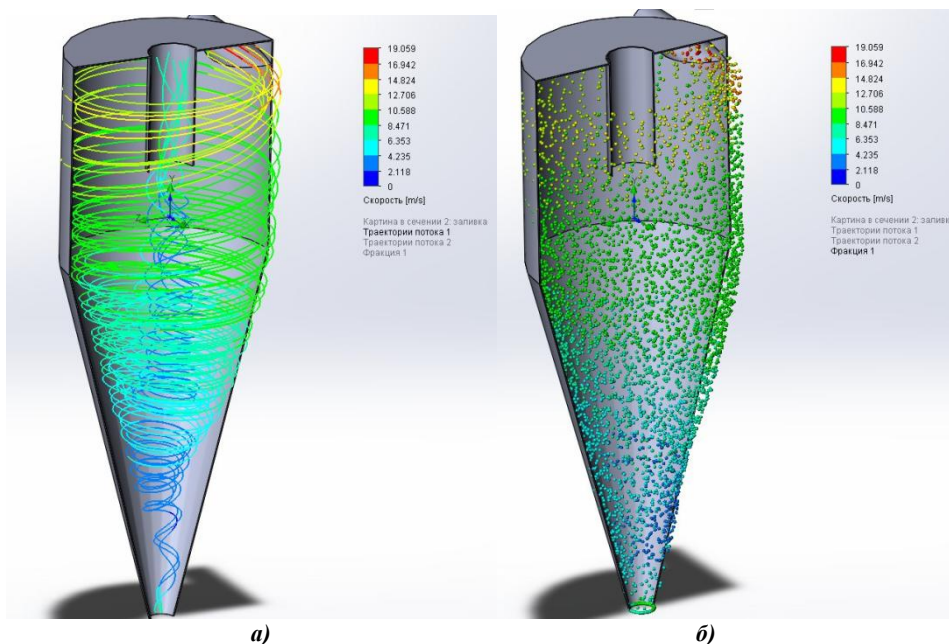


Рис. 1 - Движение частиц механических примесей (песка) (а) и потока нефти (б) в гидроциклоне

Исследование показывает формирование сложной структуры вихревого потока, прогноз которой должен осуществляться с учетом локальных эффектов в изменении пульсационных полей скорости, состава смеси. На это способны реагировать более тонкие модели, включающие транспортные уравнения изменений локальных свойств сдвигового течения. И это может составить предмет дальнейших исследований.

Литература

1. Мустафаев А.М., Гутман Б.М. Гидроциклоны в нефтедобывающей промышленности. М., Недра, 1981, 260 с.
2. Cullivan, J.C., Williams, R.A., Cross, C.R., 2003. Understanding the hydrocyclone separator through computational fluid dynamics. Transactions of the IChemE, Part A, Chemical Engineering, Research and Design 81, 455–466.
3. <http://www.psl.bc.ca/downloads/presentations/cyclone/cyclone.html> (дата обращения 09.12.2017)

РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА АВТОМАТИЗИРОВАННОГО ПОИСКА ОПТИМАЛЬНОЙ ТРАССЫ ТРУБОПРОВОДА

К.С. Воронин, П.В. Григорьева

Научный руководитель – доцент Д.А. Черенцов

ФГБОУ ВО Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Проектирование трубопровода — это важная задача при строительстве трубопровода. Этот вопрос рассматривают на этапе трассировки, которая состоит из комплекса инженерных и геодезических мероприятий по изысканию трассы. Трассировка включает в себя два основных элемента:

1. Вертикальный разрез трассы по линии проекции – продольный профиль. Этот план состоит из отрезков прямых линий с различным уклоном, которые при необходимости могут быть соединены круговыми кривыми.

2. Точная проекция трассы на горизонтальной плоскости, т.е. план трассы.

Трасса трубопровода в идеале должна быть прямолинейной, без отклонений и перегибов, которые на практике приводят к значительному увеличению стоимости строительства и ее эксплуатации. Однако чаще всего прямой и продольный план не соответствуют друг другу, и впоследствии эти несоответствия решаются при

**СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ
И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ**

помощи искривления общего плана трассы (кривые постоянного и переменного радиуса кривизны). Так, в плане должны быть отражены траектории обхода участков с негативными геологическими условиями, большими уклонами и другими неблагоприятными препятствиями.

На начальных этапах составления пути прокладки трассы магистрального трубопровода, осуществляемых на мелкомасштабных топографических картах, не всегда представляется возможным учесть структуру рельефа местности, в которой проектируется трубопровод.

В настоящее время проектирование трубопроводов является сложной задачей. Существует множество вариантов прохождения трассы трубопровода между начальной и конечной точками. Выбор трассы чаще основывается на экспертном мнении специалистов разрабатывающих проектную документацию. Однако автоматизация поиска трассы, обладающей наименьшими капитальными затратами является актуальной задачей.

Для решения задачи по нахождению пути между начальной и конечной точками существует множество различных алгоритмов. Их сравнение представлено в таблице 1. Эти алгоритмы отличаются следующими характеристиками: точностью выполнения трассировки, скоростью работы алгоритма, количеством учитываемых ограничений и требований по проектированию трубопроводов. В данных алгоритмах четко прослеживается следующая тенденция: чем точнее алгоритм выполняет трассировку и чем больше правил он учитывает, тем медленнее его работа, и наоборот, чем быстрее работает алгоритм, тем менее точные решения он получает. В данной работе необходимо создать алгоритм, который будет наиболее быстро и точно прокладывать путь трубопровода на карте, учитывая топографические особенности местности. Для расширения возможностей алгоритма, представленного в работе [4] был выбран алгоритм A^* . Как и волновой алгоритм, он является полным в том смысле, что он всегда находит решение, если таковое существует. Так же данный алгоритм позволяет быстрее работать с большими объемами данных.

Таблица 1.

Сравнение алгоритмов трассировки трубопроводов

Алгоритм	Алгоритм A^*	Алгоритм Дейкстры	Волновой алгоритм
Достоинства	1. Сочетает в себе учет длины предыдущего пути 2. Учитывает стоимость до целевой точки	1. Высокая скорость работы 2. Просчет ребер с отрицательным весом 3. Высокая точность результата	1. Путь будет найден всегда и причем самый лучший. 2. Возможность введения стоимости клетки. 3. Возможность построения пути не к одной цели, а сразу к нескольким, т.е. практически происходит поиск ближайшей цели. 4. Понятность и простота алгоритма
Недостатки	1. Ограничения по памяти 2. Требуется много процессорного времени	1. Сложность понимания 2. На каждом проходе он учитывает длину лишь одного ребра	1. Требуется большой объем памяти.

A^* является алгоритмом поиска по первому наилучшему совпадению на графе, который находит маршрут с наименьшей стоимостью от одной вершины (начальной) к другой (целевой, конечной). Функция $h(x)$ должна быть допустимой эвристической оценкой, то есть не должна переоценивать расстояния к целевой вершине. Например, для задачи маршрутизации $h(x)$ может представлять собой расстояние до цели по прямой линии, так как это физически наименьшее возможное расстояние между двумя точками.

Алгоритм пошагово просматривает все пути, ведущие от начальной вершины в конечную, пока не найдёт минимальный. Как и все информированные алгоритмы поиска, он просматривает сначала те маршруты, которые «кажутся» ведущими к цели. От жадного алгоритма, который тоже является алгоритмом поиска по первому лучшему совпадению, его отличает то, что при выборе вершины он учитывает, помимо прочего, весь пройденный до неё путь. Составляющая $g(x)$ — это стоимость пути от начальной вершины, а не от предыдущей, как в жадном алгоритме.

В начале работы просматриваются узлы, смежные с начальным; выбирается тот из них, который имеет минимальное значение $f(x)$, после чего этот узел раскрывается. На каждом этапе алгоритм оперирует с множеством путей из начальной точки до всех ещё не раскрытых (листовых) вершин графа — множеством частных решений, — которое размещается в очереди с приоритетом. Приоритет пути определяется по значению $f(x) = g(x) + h(x)$. Алгоритм продолжает свою работу до тех пор, пока значение $f(x)$ целевой вершины не окажется меньшим, чем любое значение в очереди, либо пока всё дерево не будет просмотрено. Из множества решений выбирается решение с наименьшей стоимостью.

Чем меньше эвристика $h(x)$, тем больше приоритет, поэтому для реализации очереди можно использовать сортирующие деревья.

Поиск в глубину и поиск в ширину являются двумя частными случаями алгоритма A^* . Для поиска в глубину возьмём глобальную переменную-счётчик C , инициализировав её неким большим значением. Всякий раз при раскрытии вершины будем присваивать значение счётчика смежным вершинам, уменьшая его на единицу после каждого присваивания. Таким образом, чем раньше будет открыта вершина, тем большее значение $h(x)$ она получит, а значит, будет просмотрена в последнюю очередь.

Алгоритм поиска пути был реализован с помощью языка С#. суть состоит в следующем: выбирается сетка, которая наносится на участок карты. Необходимо задать размерность сетки, начальную и конечную точки трубопроводов. возможно наносить на сетку препятствия, топографию.

Результатом является найденный путь, который в дальнейшем будет сглаживаться, т.к. он получился угловатым (Рис. 1).

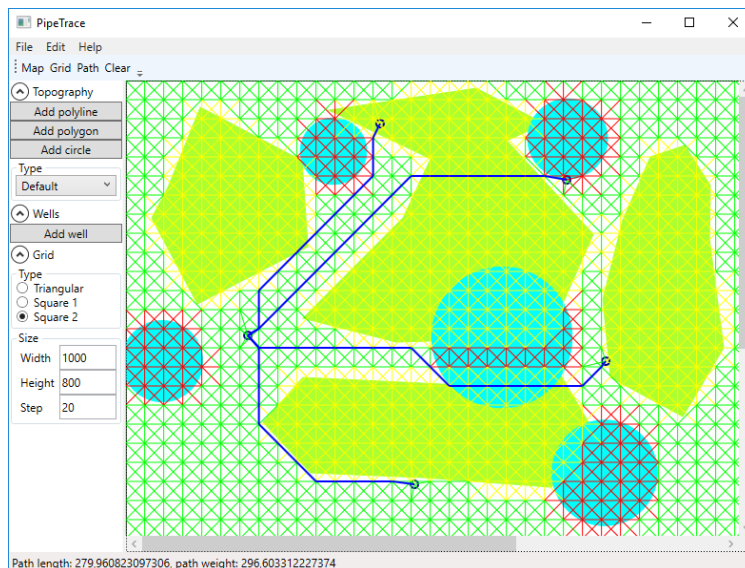


Рис. 1. Полученная трасса трубопровода

Таким образом, разработанный алгоритм по поиску оптимальной трассы трубопровода по предложенным критериям, учитывающая топографические особенности, возможная непредвиденная ЧС и потенциальные экономические потери, позволит отобрать наиболее рациональный вариант, а также в значительной степени повысить качество принимаемых решений.

Литература

1. Воронин К.С., Дудин С.М., Земенкова М.Ю., Закиров Н.Н., Гладенко А.А. Прогнозирование и оценка опасности нарушения геометрической формы газопровода. / Современные проблемы науки и образования. 2015. № 2-3. С. 32.
2. Григорьева П.В., Воронин К.С., Черенцов Д.А. Выбор трассы трубопровода с учетом особенностей рельефа местности. / В сборнике: Нефтегазовый терминал сборник научных трудов международной научно-технической конференции магистрантов имени профессора Н.А. Малюшина. 2017. С. 56-60.
3. Кабес Е.Н., Воронин К.С., Бранд А.Э. Особенности эксплуатации магистральных нефтепроводов на участках, проложенных в болотистой местности. / В сборнике: Природные и интеллектуальные ресурсы Сибири. Сибресурс 2014 Материалы XV международной научно-практической конференции. 2014. С. 37.
4. Сафаров М.М., Воронин К.С. Разработка алгоритма трассировки промышленных трубопроводов с помощью теории графов В сборнике: «Проблемы геологии и освоения недр» труды XXI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 130-летию со дня рождения профессора М.И. Кучина. Национальный исследовательский Томский политехнический университет. 2017. С. 749-750.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ С ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫМ ПОДОГРЕВОМ

Т.А. Герасина

Научный руководитель – профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

Согласно распоряжению РФ от 13.11.2009 № 1715-р «Об энергетической стратегии России на период до 2030 года» [1], главной задачей нефтяного комплекса в области транспорта нефти и газа – формирование технологического режима работы трубопровода, для оснащения их энергоэффективностью.

Систему транспорта нефти можно рассматривать как сложную систему (энергетический комплекс), который охватывает нефтеперекачивающие станции, магистральный и вспомогательный трубопровод, резервуарный парк, запорно-регулирующая арматура и другое оборудование. Большинство месторождений России обладают высокой вязкостью, поэтому для их транспорта необходимо применять особые методы, такие как предварительный подогрев. Данный метод предварительной подготовки нефти имеет сложную систему

СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

«трубопровод – насосная станция». Изучение сложных систем для увеличения энергоэффективности является актуальной научно-технической задачей.

Соответственно, **целью** работы является изучение математической модели при транспортировке нефти, предварительно ее подогревая.

Основными **задачами** стали:

– Проведение анализа практических и теоретических данных о предварительном подогреве нефти:

– Проанализировать математическую модель процесса транспортировки нефти по трубопроводу, учитывая характеристики центробежных насосов.

Для анализа теоретических и практических аспектов задачи в системе трубопровода, выяснилась необходимость детального моделирования неизотермического движения вязкой жидкости в рамках дифференциальных уравнений законов сохранения тепла и импульса [2,3].

Так, система определяющих уравнений к описанию вязких сжимаемых и несжимаемых сред в декартовых переменных имеет виде [2]:

$$C_p \rho \left(\frac{\partial T}{\partial t} + w_x \frac{\partial T}{\partial x} + w_y \frac{\partial T}{\partial y} + w_z \frac{\partial T}{\partial z} \right) = \text{div}(\lambda \text{grad}(T)) \quad (1)$$

$$\rho \frac{Dw_x}{dt} = -\frac{\partial p}{\partial x} + 2 \frac{\partial}{\partial x} \left(\mu \frac{\partial w_x}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial x} \left(\mu \left(\frac{\partial w_x}{\partial y} + \frac{\partial w_y}{\partial x} \right) \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\mu \left(\frac{\partial w_x}{\partial z} + \frac{\partial w_z}{\partial x} \right) \right) - \frac{2}{3} \frac{\partial}{\partial x} (\mu \text{div}(\vec{w})) \quad (2)$$

$$\rho \frac{Dw_y}{dt} = -\frac{\partial p}{\partial y} + \frac{\partial}{\partial x} \left(\mu \left(\frac{\partial w_y}{\partial x} + \frac{\partial w_x}{\partial y} \right) \right) + 2 \frac{\partial}{\partial y} \left(\mu \frac{\partial w_y}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\mu \left(\frac{\partial w_y}{\partial z} + \frac{\partial w_z}{\partial y} \right) \right) - \frac{2}{3} \frac{\partial}{\partial y} (\mu \text{div}(\vec{w})) \quad (3)$$

$$\rho \frac{Dw_z}{dt} = g\rho - \frac{\partial p}{\partial z} + \frac{\partial}{\partial x} \left(\mu \left(\frac{\partial w_z}{\partial x} + \frac{\partial w_x}{\partial z} \right) \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\mu \left(\frac{\partial w_z}{\partial y} + \frac{\partial w_y}{\partial z} \right) \right) + 2 \frac{\partial}{\partial z} \left(\mu \frac{\partial w_z}{\partial z} \right) - \frac{2}{3} \frac{\partial}{\partial z} (\mu \text{div}(\vec{w})) \quad (4)$$

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \left(\frac{\partial}{\partial x} (\rho w_x) + \frac{\partial}{\partial y} (\rho w_y) + \frac{\partial}{\partial z} (\rho w_z) \right) = 0 \quad (5)$$

$$\rho(T) = \rho_{229} + \xi(293 - T) \quad (6)$$

$$\xi = 1,825 - 0,001315\rho_{229} \quad (7)$$

$$C_p(T) = \frac{1}{\sqrt{\rho_{229}}} (533577 + 107,2 * T) \quad (8)$$

$$\lambda_{\kappa}(T) = \frac{0,101}{\rho_{229}} 1163(1 - 0,00054 * T) \quad (9)$$

Система (1) – (9) описывает неизотермическое движение нефти в трубопроводе, которая для случая объекта исследования типа «трубопровод – насосная станция» дополнена уравнением для НПС:

$$H = a_0 + a_1 * Q + a_2 * Q^2 + \dots + a_n * Q^n \quad (10)$$

где H – напор в трубопроводе, м., $a_0, a_1, a_2, \dots, a_n$ – коэффициенты регрессии характеристики насоса.

Численное интегрирование системы выполнено с использованием краевых условий:

$$T_0 = 273 \text{ K}; \rho = 857,5 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}; Q = \dots$$

Численное моделирование задачи (1) – (9) выполнено с применением алгоритма С. Патанкара для определения поля давления и привлечения метода контрольного объема [3]. Аппроксимация пространственных производных осуществлявшаяся со 2-м порядком точности. Сходимость итерационного процесса, обусловленного нелинейностью задачи, выполняется до достижения точности - Δt_1 – по динамическим интегральным величинам. Численные расчеты и иллюстрации (см. ниже) отвечают изменениям характерных значений: $v=0,0312$; $T=300$; $Q=0,6$.

Результаты расчета и их анализ. Как видно из рисунка 1 расчет напора при моделировании значительно отличается от эксперимента. Погрешность (измерения/расчет) составляет порядка 2 %. Что касается погрешности при определении расхода в трубопроводе, ее значение равняется 1,81%.

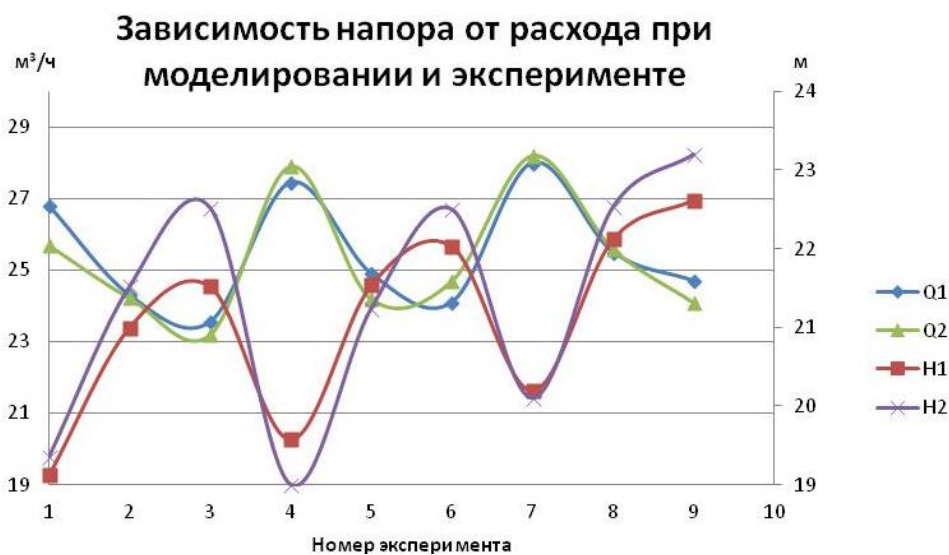


Рис. 1 – Значения напора и установившегося в системе расхода сопоставления с теоретическими данными

Q1 – расход перекачки при моделировании, м³/ч; *Q2* – экспериментальный расход перекачки, м³/ч; *H1* – напор при моделировании, м; *H2* – напор при эксперименте, м

Заключение. В ходе работы была исследована система «трубопровод – насосная станция», проанализированы изменения расхода в трубопроводе от начальной температуры подогрева нефти. Определено, что оптимальная начальная температура подогрева представляет величину порядка 300 при расходе до 0,6 м³/с. Установлено, что погрешности прогноза процессов в системе относительно изменений напора и расхода составляют величину порядка 2,19% и 1,81% соответственно.

Литература

1. Консультант Плюс [Электронный источник]: Распоряжение Правительства РФ от 13.11.2009 № 1715-р «Об Энергетической стратегии России на период до 2030 года». URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_94054/ (дата обращения: 10.11.2017).
2. Новоселов, В.Ф. Технологический расчёт нефтепроводов: Учебное пособие / В.Ф. Новоселов, Е.М. Муфтахов. - Уфа: УГНТУ, 1996. - 43 с.
3. Черников, В.И. Перекачка вязких и застывающих нефтей / В.И. Черников. – М.: Гостоптехиздат, 1958. -163 с

ЦИРКУЛЯЦИОННАЯ СИСТЕМА БУРОВОГО РАСТВОРА. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГИДРОЦИКЛОНОВ И ЦЕНТРИФУГИ ДЛЯ ОЧИСТКИ РАСТВОРА

Е.С. Голов, Ф.А. Ожеред

Научный руководитель – профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Очистка бурового раствора-сложный технологический процесс, который очень важен при строительстве скважины. Для очистки промывочной жидкости используются машины, действие которых основывается на воздействии силы тяжести на химически инертную часть бурового раствора (выбуренный шлам). К такому виду оборудованию относятся отстойники, вибросита, центрифуги и др.

Система очистки буровых растворов, как правило, состоит из 3-х технологических ступеней. Каждая ступень очистки предназначена для удаления твердых частиц одного фракционного состава.

Первой ступенью очистки является вибросито, которые является вибрирующим сеточным сепаратором. Будучи первыми устройствами очистки, на которые поступает раствор, вибросита служит в качестве «передовой» защиты от против загрязнения раствора шламом. Отличие вибросит от прочих систем очистки состоит в том, что они обеспечивают почти 100% удаление частиц, размер которых равен диаметру ячеек сита. Избежать возможных осложнений можно при помощи наблюдения за работой вибросит и их точной настройкой на максимальную эффективность при заданной пропускной способности. Наиболее эффективный метод контроля содержания твердой фазы – применение сеток вибросит с минимальным размером ячеек, что позволяет удалить максимальное количество твердых частиц в течение первого цикла циркуляции раствора [1].

Второй ступенью очистки промывочной жидкости являются центрифуги. Как и в гидроциклонах, в высокоскоростных центрифугах декантирующего типа сепарация осуществляется за счет центробежных сил, воздействующих на твердые частицы бурового раствора. Центрифуги имеют четко выраженный фракционный состав удаляемых частиц. Все частицы больше определенного размера должны сепарироваться, а все частицы

**СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ
И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ**

меньше определенного размера должны оставаться в системе. На практике, разумеется, это реализовать невозможно. Поэтому при сравнении технических параметров центрифуг необходимо учитывать фактический фракционный состав удаляемых частиц. В случае применения утяжеленного бурового раствора, содержащего твердые частицы смешанной плотности, фракционный состав удаляемых частиц может относиться только к более тяжелым частицам (например, бариту). Поэтому фракционный состав для легких частиц должен быть в 1,5 раза выше номинальной величины [2].

Третьей ступенью очистки являются гидроциклоны. Они представляют из себя последовательную систему песко- и илоотделителей. Пескоотделители служат для очистки раствора перед его поступлением на илоотделители. Обычно в качестве пескоотделителей используются гидроциклоны диаметром > 15, см. Часто в качестве пескоотделителей применяют два 26-сантиметровых гидроциклона. Пескоотделители большого диаметра имеют преимущество – высокую пропускную способность (производительность) и недостаток – широкий диапазон удаляемых частиц, от 45 до 74 микрон. Чтобы добиться оптимальных результатов, необходимо подавать буровой раствор в гидроциклон под достаточным давлением.

Гидроциклоны хорошо зарекомендовали себя в различных отраслях промышленности и отлично выполняют свои задачи. К преимуществам данного оборудования можно отнести небольшой размер, высокая эффективность работы, простая конструкция и возможность объединения нескольких аппаратов в одну большую установку (мультигидроциклон). Но, несмотря на всю простоту конструкции, в гидроциклонах происходит сложный гидродинамический процесс. Режим течения в аппарате является турбулентным, соответственно возникают нетривиальные процессы переноса импульса из-за турбулентной диффузии, которая сильно влияет на разделяющую способность гидроциклона.

Производительность [3] выбранного гидроциклона находится в виде (1):

$$Q = 15,5k_D k_a d_{num} d_{сл} \sqrt{P_{вх}} \quad (1)$$

$$k_D = 0,8 + \frac{1,2}{1+0,1D};$$

$$k_a = 0,79 + \frac{0,044}{0,0379 + \tan\left(\frac{\alpha}{2}\right)}$$

где k_D – поправочный коэффициент на диаметр гидроциклона, k_a – поправочный коэффициент на угол конуса гидроциклона, D ; $d_{сл}$, d_{num} , D – диаметр сливного патрубка, питания и соответственно гидроциклона, см; $P_{вх}$ – давление на входе, кгс/см²; α – содержание твердого в питании, %. По данной формуле Q получается в л/мин. По произведенным расчётам производительность гидроциклона составила 59,88 л/мин.

Так же произведены расчеты эффективности очистки бурового раствора в зависимости от производительности и гидравлического сопротивления гидроциклона. Полученные результаты говорят о том, что при увеличении эффективности очистки раствора на 40%, гидравлическое сопротивление увеличивается в 5.5 раз. Данные вычисления показывают, что увеличение эффективности очистки сопровождается сильным ростом энергетических затрат на проталкивание массы через гидроциклон. Производительность гидроциклона при этом существенно возрастает.

Литература

1. Ананьев А.Н. Учебное пособие для инженеров по буровым растворам /А.Н. Ананьев. – Волгоград: Интернешнл Касп Флюидз. – 2000. – 142.
2. Грей Дж. Р. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) [Текст]: пер. с англ./ Дж.Р. Грей, Г.С.Г Дарли. – М: Недра. – 1985. –509 с
3. Устройство и расчет гидроциклонов: учебное пособие. Под ред. А.Г. Лаптева. – Казань: Вестфалика, 2012 – 92 с.

ОСОБЕННОСТИ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ И ВЫНОС ШЛАМА В ЕГО ПРОЦЕССЕ.

В.С.Горбачев, А.Л. Хохлов

Научный руководитель – профессор Харламов С.Н.

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

Цель работы: исследование процесса очистки забоя наклонно-направленных и горизонтальных скважин от выбуренной породы в процессе бурения.

Актуальность. Наклонно-направленное бурение наиболее распространено в настоящее время, в связи с их преимуществами, такими как увеличение дебита скважин и включение в разработку удаленных месторождений, бурением с одной буровой площадки нескольких скважин. Одной из главных проблем строительства таких скважин является вынос шлама с забоя. Для успешного решения данной проблемы необходимо правильно выбирать гидравлическую промывку и дополнительные технологические средства [1].

Накопление шлама в стволе скважины происходит из-за неэффективной очистки скважины, что может привести к наличию серьезных осложнений, на ликвидацию которых может потребоваться большое количество финансовых и временных ресурсов [2,3].

Рассмотрим на рисунке №1 поведение шлама в скважине в интервалах с разными зенитными углами. При малых зенитных углах ствола скважины (0-10°) частицы выбуренного шлама оседают в направлении забоя за счет силы тяжести (рис. 1,а). С ростом зенитного угла (10-30°) плотность частиц шлама увеличивается, возможно накопление осадка на стенке скважины. Вместе с тем, тенденция к скольжению частиц к забою сохраняется (рис. 1, б). Повышение зенитного угла до 45-60° способствует возрастанию сил трения и замедлению скорости скольжения частиц шлама вплоть до полной остановки, в результате некоторая часть твердой фазы на стенке ствола наклонно-направленной скважины образует осадок. Наибольшие трудности с очисткой возникают в интервале 60-90°, в котором шлам выпадает на нижнюю стенку скважины и образует длинную, протяженную и устойчивую «шламовую подушку (рисунок 2)». Очистка ствола в данном интервале представляется достаточно сложной задачей и зачастую требует большого количества времени [5].

«Шламовые подушки» осложняют процесс спуска бурильной колонны в виде посадок. Шлам, скопившийся в скважине, препятствует проходимости каротажных приборов, а также вызывает проблемы при спуске обсадных колонн.[4]

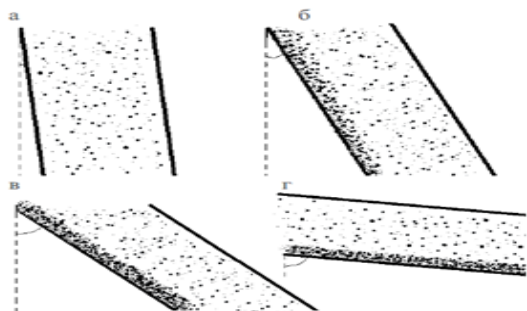


Рис.1 - Поведение шлама в скважине в интервалах с разными зенитными углами: а)- 0-10°; б)- 10-30°; в)- 30-60°; г)- 60-90°

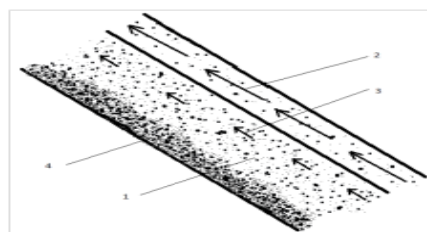


Рис.2 - Скопление шлама на нижней стенке скважины: 1 – колонна бурильных труб; 2 – скорость потока над колонной; 3 – скорость потока возле колонны; 4 – шламовая подушка

Колонна, лежащая на стенке скважины, образует эксцентричный канал. Особенностью течения в эксцентричном канале является то, что в кольцевом пространстве могут одновременно существовать различные режимы течения (ламинарное и турбулентное). Данный факт означает, что шлам может быть очищен эффективно в широкой части канала, в то время как в его узкой части удаление шлама может быть некачественным [8].

Смоделируем ситуацию, когда бурильная колонна лежит на стенке скважины (рисунок 4). Эксцентричный канал окружности O разбит на 4 сектора. Предполагаем, что течение в эксцентричном кольцевом канале можно заменить течениями в конечном числе секторов концентрических кольцевых каналов и труб, движение в которых происходит независимо под действием общего перепада давлений Δp , и расчет для каждого сектора расхода Q_i можно вести отдельно. В качестве исходных данных для расчета были взяты следующие значения: $Q=0,05 \text{ м}^3/\text{с}$; $d_c=0,31\text{м}$; $d_n=0,168\text{м}$; $\tau_0=5\text{Па}$; $\eta=0,02 \text{ Па}\cdot\text{с}$; $\rho=1600\text{кг}/\text{м}^3$. В результате расчета был определен общий перепад давлений $\Delta p=0,246 \cdot 10^3 \text{ Па}$, расход в первом секторе $Q_1=0 \text{ м}^3/\text{с}$; во втором, четвертом $Q_2= Q_4=0,048 \text{ м}^3/\text{с}$; в третьем $Q_3=0,098 \text{ м}^3/\text{с}$. Погрешность расчета составила 3%, во втором и четвертом секторах наблюдается ламинарный режим течения, в третьем турбулентный [9].

Расчет подтверждает сложность процессов, происходящих при очистке наклонно-направленных скважин в противовес очистке вертикальных участков. Исследование показывает, что сложно подобрать параметры, при которых турбулентность может быть достигнута и поддержана. При турбулентном режиме наблюдается более эффективная очистка заколонного пространства вне зависимости от эксцентричности буровой трубы, так как при очень высокой скорости большинство частиц выбуренной породы выносятся потоком БР.

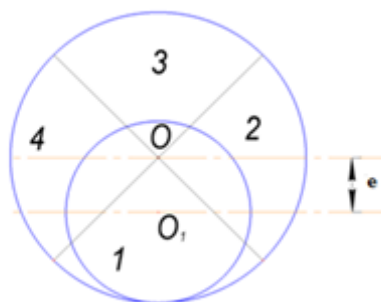


Рис. 4 - Схема расположения бурильной колонны

Решением в сфере улучшения очистки заколонного пространства от шлама, в случае отсутствия возможности подбора оптимальных параметров для гидравлической промывки скважин, являются следующие технологические подходы:

1. Использование специальных жидкостей, создающих при вращении вокруг бурильной колонны «вязкостное сцепление». Данная пленка поднимает частицы выбуренной породы со дна и подбрасывает его в зону высокоскоростного потока. Также возможно использование волокон (например, Микрофибра, FORTA Super-Sweep, FORTA Dragnet), повышающих ее транспортирующую способность [1].

2. Использование циркуляционных переводников, для создания в затрубном пространстве локальной зоны циркуляции для замедления оседания шлама путем отвода, проходящего

**СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ
И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ**

сквозь них потока промывочной жидкости в затрубное пространство [4,6].

3. Использование специальных бурильных труб, имеющих в своем составе винтообразные канавки, отрицательный угол наклона которых при вращении бурильной колонны обеспечивает поднятие частиц шлама со стенки скважины, а изменяющийся угол наклона спиральных плоскостей ускоряет их движение и выносит в проходную зону поперечного сечения ствола скважины с максимальной скоростью потока (трубы серии «Гидроклин») [6].

4. Использование осциллятора-турбулизатора. За счет включения в компоновку осциллятора-турбулизатора, создаются низкочастотные колебания, что в сочетании с винтообразными канавками на его корпусе при вращении бурильной колонны турбулизует восходящий поток промывочной жидкости и способствует повышению степени выноса шлама буровым раствором в затрубном пространстве скважины.[7]

5. Использование обратной промывки скважины, путем закачки бурового раствора по затрубному пространству. Шламодна разрушается механически – долотом и гидравлически – обратным потоком промывочной жидкости. При обратной промывке расход БР равен расходу при прямой промывке. Кратное же увеличение скорости восходящего потока промывочной жидкости при постоянном расходе достигается за счет существенного снижения его площади поперечного сечения. Применение обратной промывки позволяет обеспечить качественную очистку ствола скважины и повысить эффективность бурения [6].

Заключение. Исследование показывает, что наклонно-направленное бурение эффективно при сложном рельефе местности; при ограничениях размещения буровой; при сложных геологических условиях залегания полезных ископаемых, не позволяющих вскрыть их вертикальными скважинами. ННБ имеет ряд преимуществ, однако возникают различные трудности, одной из которых является вынос шлама при больших зенитных углах.

Таким образом, в работе были представлены результаты расчета, которые показали наличие разных режимов течения жидкости в кольцевом пространстве. Увеличение расхода промывочной жидкости для создания турбулентного режима имеет ряд ограничений в связи с возможностью гидроразрыва пласта, размыва стенок скважин, также сильное увеличение расхода уменьшает скорость бурения и влияет на эффективную работу ВЗД. Однако, можно добиться наиболее эффективной очистки забоя за счет подбора реологических параметров бурового раствора. Установлено, что для качественной очистки скважин, возможно применение различных технологических способов улучшения выноса шлама с забоя, позволяющих турбулизировать поток бурового раствора и эффективнее очищать скважины от разрушенной породы.

Литература

1. Савоськин С.В., Шведова И.Н. Наклонно-направленное разведочное бурение: преимущества, проблемы и способы решения// Геология, география и глобальная энергия. -2014 .-№4
2. Матыцын В.И., Рябченко В.И., Шмарин И.С. Особенности процесса выноса шлама из горизонтальных и наклонных участков стволов скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2002. – № 3. – 10-12 с
3. Горпинченко В.А., Дильмиев М.Р. Применение синтетического полимерного волокна для увеличения эффективности выноса шлама при бурении долотами PDC // Бурение & Нефть. – 2010. – № 6
4. Райхерт Р.С., Цукренко М.С., Оганов А.С., Техничко-технологические решения по очистке наклонно-направленных и горизонтальных стволов скважин от шлама// Нефть. Газ. Новации. -2016 .-№3
5. Пушмин П.С., Романов Г.Р. Проблемы промывки наклонно-направленных скважин// Известия Сибирского отделения секций наук о Земле РАН. -2014. -№3
6. Балаба В.И., Зинченко О.Д. Технические средства для повышения эффективности гидротранспорта шлама при бурении наклонных и горизонтальных участков ствола скважины// Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. -2015.-№3
7. Еромасов А.В., Рахматуллин Р.Р. Осциллятор-турбулизатор для бурения нефтяных скважин// Бурение и нефть. -2015
8. Ламбин А.И. К вопросу регулирования режима очистки скважины // Известия Сибирского отделения Секции наук о Земле Российской академии естественных наук. Геология, поиски и разведка рудных месторождений. 2016. № 4 (57). С. 119–124. DOI 10.21285/0130-108X-2016-57-4-119-124.
9. Леонов Е. Г., Исаев В. И. Гидроаэромеханика в бурении: Учебник для вузов.– М.: Недра, 1987.– 304 с.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕМПЕРАТУРНОГО РЕЖИМА СКВАЖИНЫ ПРИ БУРЕНИИ В МЕРЗЛЫХ ПОРОДАХ

М.И. Губарев

Научный руководитель – профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Цели выполнения данной работы:

- исследовать распределения температуры в крепи скважины для получения возможности определения влияния одиночной скважины на массив ММП, а также осуществить анализ устойчивости устьев скважин в составе куста при их тепловом взаимодействии;

- оценить эффективные технологии, предназначенные для устранения имеющихся проблем, выдать рекомендации по устранению этих проблем с применением рассмотренных технологий.

В настоящее время около 80% разведанных месторождений полезных ископаемых располагаются на территориях, для которых характерно повсеместное распространение многолетнемерзлых пород (далее – ММП). Большинство аварий и осложнений, появление которых возможно при сооружении и эксплуатации скважин в интервалах, сложенных ММП, во многом определяются отсутствием детальных данных, характеризующих строение имеющегося в скважине низкотемпературного разреза и глубинные геокриологические условия. [5].

Существующие методы тепловых расчетов дают возможность определять температуру горных пород, залегающих вокруг скважины, в её приствольной зоне, либо температуру бурового раствора или продукции скважины, в зависимости от того, бурящаяся скважина или добывающая [1, 3].

Решения для определения температуры ММП вокруг скважины, при известной температуре во внутренней полости скважины, возможно разделить на два типа: решения задач в постановке Стефана, а также решения задач в постановке Колесникова [2, 3]. Ключевое отличие данных постановок состоит в том, что в постановке Стефана фазовые переходы в ММП происходят при фиксированной температуре, равной 0 °С, в то время как в постановке Колесникова фазовые переходы в ММП происходят в интервале температур.

Скважина и окружающий ее приствольную зону массив ММП представляют собой единую теплообменную систему. Основная задача состоит в определении температурного поля при теплопередаче через многослойную крепь скважины.

Температура по толщине обсадных колонн принимается постоянной, температурное поле во всех цементных кольцах определяется системой [4]:

$$\begin{cases} T_1 = T_{ж} + (T_y - T_{ж}) \frac{\ln \frac{r}{r_2}}{\ln \frac{r_3}{r_2}}; & r_2 \leq r \leq r_3, \\ T_2 = T_y + (T_x - T_y) \frac{\ln \frac{r}{r_4}}{\ln \frac{r_5}{r_4}}; & r_4 \leq r \leq r_5, \\ T_3 = T_x + (T_{ск} - T_x) \frac{\ln \frac{r}{r_6}}{\ln \frac{r_c}{r_6}}; & r_6 \leq r \leq r_c \end{cases} \quad (1)$$

где $T_{ж}$ – соответственно температуры массива ММП в зоне контакта с крепью и бурового раствора/флюида, T_y – температуры во всех цементных кольцах, T_x – температуры на границах цементных колец, $r_2, r_3, r_4, r_5, r_6, r_c$ – радиусы для цементных колец, обсадных труб и скважины.

Результаты расчета температурного поля с учетом приведенной выше системы показывают, что с течением времени температура на границе системы «стенка скважины – ММП» увеличивается (Рис.1).

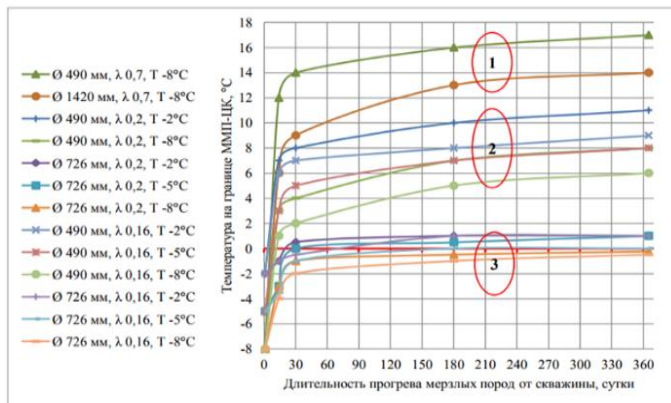


Рис. 1 - Графики изменения температуры на границе внешнего цементного кольца

В случае, если скважины располагаются на кусте, имеет место взаимное влияние на массив ММП со стороны добывающей и бурящейся скважин. Для этого случая температурное поле будет иметь вид [4]:

$$T(r, t) = T_{ММП} + \frac{(T_B - T_{ММП})}{9,12} \left(-Ei \left(-\frac{r_1^2}{4at} \right) \right) + \frac{(T_D - T_{ММП})}{9,12} \left(-Ei \left(-\frac{r_2^2}{4at} \right) \right) \quad (2)$$

где T_B, T_D – соответственно температуры на стенках добывающей и бурящейся скважин, находящихся рядом, $T_{ММП}$ – естественная температура массива ММП, $-Ei(-u)$ – интегральная показательная функция, a – коэффициент температуропроводности пород, t – время теплового воздействия, r_1, r_2 – соответственно расстояния от произвольной точки до добывающей и бурящейся скважин.

Результаты расчета температурного поля с учетом приведенной уравнения показывают, что при длительности периода сооружения интервала, составляющей менее одного месяца, температура на границе

**СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ
И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ**

системы «стенка скважины – ММП» находится ниже 0°C, что удовлетворяет условию нерастепления массива ММП (Рис. 2).

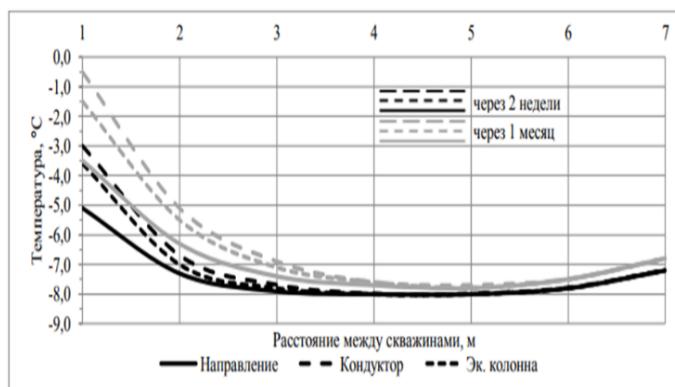


Рис. 2 - Распределение температуры между скважинами, находящимися на расстоянии 8 м друг от друга

Одним из вариантов получения тампонажных материалов, имеющих низкое значение теплопроводности, является применение в их составе компонента Термогласс, представляющего собой гранулированное пеностекло, которое получают при помощи спекания измельченного в пыль стеклянного боя и порообразователя (мел, доломит, кокс).

Другим возможным вариантом решения проблемы растепления ММП является применение термоизолирующих направлений обсадной трубы – термокейсов. Основная колонна создается из стальных труб диаметром 530 и 820 мм по технологии «труба в трубе» с заливкой межтрубного пространства теплоизолирующим материалом – пенополиуретаном (ППУ).

По результатам проделанной работы возможно дать следующие рекомендации устранения выявленной проблемы:

- 1) предупреждение проблем, связанных с растеплением ММП, состоит в термоизоляции скважины, в применении специальных типов буровых растворов и их дополнительном охлаждении;
- 2) наибольшей эффективностью обладает термоизоляция скважины, так как данный метод создает задел безопасной работы при последующей эксплуатации скважины;
- 3) термоизоляция скважины может осуществляться применением тампонажных материалов с низкой теплопроводностью и созданием специальной термоизолирующей конструкции обсадной колонны – термокейса;
- 4) для достижения максимальной термоизолированности скважины и защищенности массива окружающих ММП, применение данных решений следует осуществлять совместно.

Литература

1. Ермилов О.М. Сооружение и эксплуатация газовых скважин в районах Крайнего Севера. Теплофизические и геохимические акценты / О.М. Ермилов, Б.В. Дегтярев, А.Р. Курчиков. Новосибирск: Изд-во СО РАН. - 2003. - 218 с.
2. Кудрявцев С.А. Численные исследования теплофизических процессов в сезонно-мерзлых грунтах // Криосфера Земли. - 2003. - Т. IX. - № 4. - С. 102–104.
3. Полозков А.В. Разработка методов контроля технического состояния скважин в криолитозоне: Дис. ... канд. техн. наук. - М., 2009. - 161 с.
4. Рогов В.В. Теплообменные процессы в криолитозоне и их использование при оптимизации технологии крепления скважин: Автореферат. Дис. ... канд. техн. наук. - Ухта: УГТУ, 2013. - 19 с.
5. Салихов З.С. Исследование и учет глубинных геокриологических условий на техническое состояние добывающих скважин в многолетнемерзлых породах при оттаивании / З.С. Салихов, И.А. Зинченко, А.В. Полозков, А.В. Орлов и др. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2006. - № 8. - С. 8-22.

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ УДАР В НЕФТЕПРОВОДАХ

Н.Ю. Демидов

Научный руководитель – профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Цель работы: сравнение результатов расчетов гидравлического удара в магистральных нефтепроводах и аварийных утечек при разгерметизации линейной части трубопровода, полученных при использовании программного модуля ТОХИ+Гидроудар и модели Н.Е. Жуковского.

Явление гидроудара несет в себе разрушительную силу для технологического оборудования, разрушение которого может привести к загрязнению окружающей среды, вплоть до экологической катастрофы.

В связи с этим необходимо моделирование неустановившихся режимов течения вязких сред, подбор средств и методов защиты трубопроводов.

Современные программные комплексы, основанные на математическом моделировании гидродинамических процессов, в том числе методом характеристик, позволяют смоделировать неустановившиеся режимы течения при открытии или закрытии задвижки на участке нефтепровода, остановке или пуске насосов перекачивающей станции, при аварийном разрыве трубопровода и т.д. К таким программным комплексам можно отнести OLGA, разработанный компанией Schlumberger, PipelineStudio компании EnergySolutions, платформа Corelium компании Corelium inc, TACITE компании Schneider Electric. Среди отечественных программных комплексов можно выделить «Гидросистема» компании ООО «НТП Трубопровод» АО «ИПН», NIPAL, разработанный ООО «Институт проблем транспорта энергоресурсов», математическая модель «Cassandra» компании ООО «Энергоавтоматика», Комплекс «ТОХИ+Гидроудар», разработанный ЗАО НТЦ ПБ [1].

Графическое отображение результатов моделирования показано на рис. 1а, 1б. Профили давления показаны на рисунке 1а, профили скорости потока на рисунке 1б. Анализ начнем с кривых 1 (рис. 1а, б), которые соответствуют времени 59,99 с. до момента срабатывания задвижки в конце нефтепровода. Следовательно, они справедливы для стационарного (штатного) режима перекачки нефти (т.е. до возникновения явления гидравлического удара).

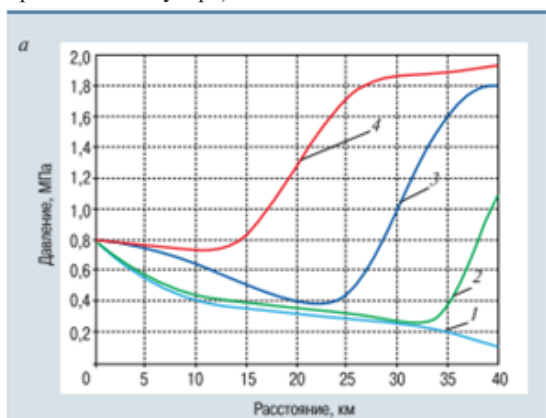


Рис. 1а – Профиль давления

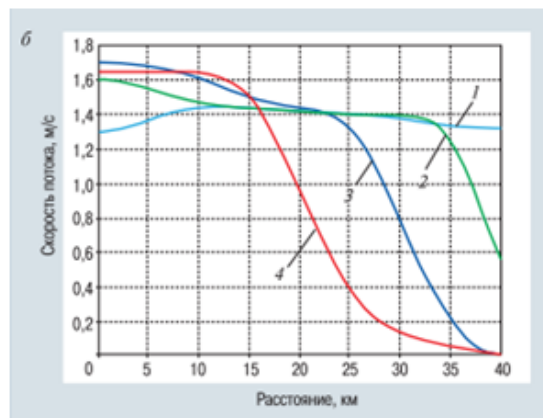


Рис. 1б – Профили скорости

Рисунок 1а, б – Распределения результатов моделирования: профили давления (а) и профили скорости потока (б) в магистральном нефтепроводе в различные моменты времени: 1 – 59,99 с; 2 – 65,01; 3 – 72 с; 4 – 80 с.

Действительно, применяя известное уравнение Д. Бернулли, можно для условий приведенного процесса по определению изменения давления иметь:

$$P_x = 0,8 - 0,0175x, \quad (1)$$

где P_x — давление в нефтепроводе на расстоянии x от его начала, МПа; x — линейная координата, характеризующая расстояние от начала нефтепровода до рассматриваемого сечения, км.

Уравнение (1) — уравнение нисходящей прямой. Оно удовлетворяет граничным условиям примера: $P_x = 0,8$ МПа при $x = 0$; $P_x = 0,1$ МПа при $x = 40$ км. Кривые 2, 3 и 4 на рис. 1, а — гладкие функции давления от координаты x в различные фиксированные моменты времени (65,01; 72 и 80 с соответственно) после закрытия задвижки. Причем все кривые имеют общее начало, соответствующее давлению 0,8 МПа.

Изменение скорости в начале нефтепровода (при постоянном значении давления) в различные моменты времени (кривые 2, 3 и 4 на рис. 1, б показывают в начале нефтепровода скорости, равные 1,6; 1,8 и 1,7 м/с соответственно). В этом можно убедиться, если их сравнить с расчетными зависимостями, полученными по теории Н.Е. Жуковского (рис. 2). Согласно теории Н.Е. Жуковского, при внезапном закрытии задвижки по трубопроводу пройдет волна повышенного давления от задвижки к началу трубопровода. Значение превышения давления определяется по формуле:

$$\Delta P_{г,у} = \omega_0 \rho_0 C_{ф,в} \quad (2)$$

где $\Delta P_{г,у}$ — скачкообразное превышение давления, обусловленное гидравлическим ударом, Па; ω_0 — скорость течения нефти в нефтепроводе при штатном режиме эксплуатации, м/с; ρ_0 — плотность капельной жидкости (нефти) при штатном режиме эксплуатации, кг/м³; $C_{ф,в}$ — скорость распространения фронта ударной волны по трубопроводу, м/с.

Фронт ударной волны — граница, разделяющая возмущенную область от невозмущенной. В возмущенной области скорость движения капельной жидкости (вода, нефть, жидкие нефтепродукты и др.) равна нулю, давление повышенное.

**СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ
И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ**

В соответствии с моделью Н.Е. Жуковского (2) фронт ударной волны разделяет весь трубопровод на две области — возмущенную (за фронтом волны) и невозмущенную (перед фронтом волны). В невозмущенной области поток еще «не почувствовал», что произошло закрытие задвижки в конце нефтепровода, поэтому параметры потока в этой области (скорость, гидростатическое давление и плотность жидкости) сохраняют значения, соответствующие штатному режиму эксплуатации. На фронте волны гидравлического удара происходит скачкообразное изменение параметров потока. В возмущенной области скорость течения становится равной нулю, гидростатическое давление увеличивается на $\rho g h$, вычисляемую по формуле Н.Е. Жуковского (2) [2,3].

Результаты расчетов, соответствующих гидравлическому удару для данного примера, проведенные согласно модели Н.Е. Жуковского, представлены на рис. 2 а, б.

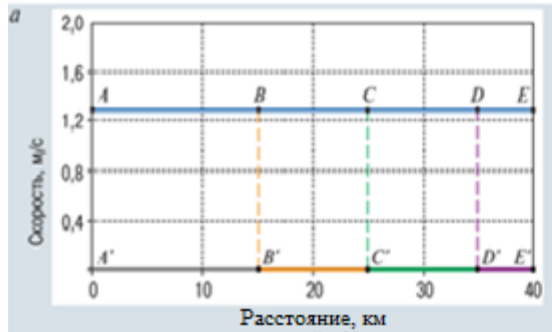


Рис. 2а – Изменение скорости потока нефти в трубопроводе

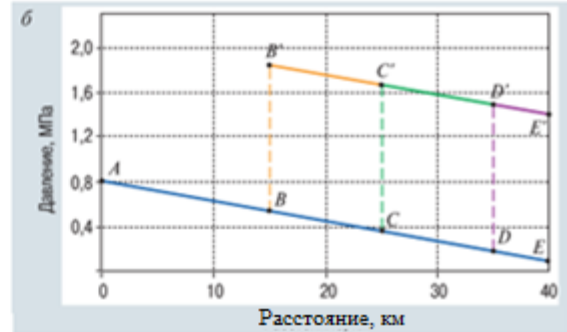


Рис. 2б – Изменение давления вдоль нефтепровода

В момент времени 65,01 с (т.е. через 5,01 с после закрытия задвижки) фронт волны давления достигнет отметки $x = 34$ км. Для этого момента времени изменение скорости как функции координат описывает ломаная $ADD'E'$ на рис. 2, а, изменение давления вдоль нефтепровода — ломаная $ADD'E'$ на рис. 2, б.

В момент времени 72 с (через 12 с после закрытия задвижки) фронт волны давления достигнет отметки $x = 25,1$ км. Для этого момента времени изменению скорости как функции координат соответствует линия $ACC'E'$ на рис. 2, а, изменению давления вдоль нефтепровода — линия $ACC'E'$ на рис. 2, б.

В момент времени 80 с (после закрытия задвижки прошло 20 с) фронт волны давления достигнет отметки $x = 15,2$ км. Для этого момента времени изменению скорости как функции координат соответствует линия $ABB'E'$ на рис. 2, а, изменение давления вдоль нефтепровода описывает линия $ABB'E'$ на рис. 2, б.

Сравнение рис. 2, б и рис. 2, а данных изменения скорости и давления вдоль нефтепровода показывает существенное их различие. То же самое можно сказать и о зависимостях (см. рис. 2, а, рис. 2, б), демонстрирующих изменение давления вдоль нефтепровода.

В результате исследований, можно сделать несколько выводов. 1. Выяснено, что исходных данных для расчета, которые задаются с помощью программного модуля ТОХИ+Гидроудар явно недостаточно для проведения полноценных расчетов. Так, не указан способ прокладки трубопровода, глубина заложения труб, если трубопровод уложен в грунт. 2. Расчет параметров явления гидравлического удара следует проводить в соответствии с моделью Н.Е. Жуковского, а не моделью, заложенной в программном модуле ТОХИ+Гидроудар.

Литература

1. Левин В. И. Методы математической физики. – М.: Мир, 1981. – 598 с.
2. Рецензия на статью «Моделирование аварийных утечек на магистральных нефтепроводах»/ В.Н. Антипов, Е.В. Налобина, И.Н. Налобин. – 2015. – №9.
3. Моделирование аварийных утечек на магистральных нефтепроводах/ С.И. Сумской, А.А. Агапов, А.С. Софьин и др.//Безопасность труда в промышленности. – 2014. – №9. – С. 50-53.

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМ И МЕТОДОВ АКУСТИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРОЦЕССЫ ДОБЫЧИ И ТРАНСПОРТА НЕФТИ

Э.Р. Жамалдинов, И.К. Черненко, Б.Б. Очиров

Научный руководитель – профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ультразвуковая обработка является одним из наиболее перспективных альтернативных методов для воздействия на жидкость как в условиях скважины, так и на поверхности. В процессах добычи ультразвук используется, в первую очередь, для повышения продуктивности скважин, регулирования реологических свойств нефтяных систем, снижения вязкости, удаления АСПО и накипи, полимер - цементных отложений, неорганических включений, буровой жидкости и т.д. При транспортировке ультразвук используется для

изменения основных физико - химических характеристик нефти, деэмульсации, обезвоживания, уменьшения вязкости, удаления АСПО и накали и т.д.

Цель работы – анализ современных методов акустического воздействия на процессы транспорта и добычи нефти, а также построение математической модели физических процессов при тепловом механизме акустического воздействия на пласт. В предположении, что пластовый флюид состоит из лёгких и тяжёлых углеводородов.

В настоящее время сохраняется тенденция увеличения доли добываемой высоковязкой нефти и в этой связи возникают проблемы, связанные с ее перекачиванием по магистральному нефтепроводу [1].

Большое число простаивающих скважин, рост доли залежей с тяжелыми и вязкими нефтями, уменьшение дебитов скважин свидетельствуют о низкой эффективности применяемых технологий извлечения нефти, обеспечивающих КИН, не превышающих значения 0,25...0,45 [2].

Как один из физических методов ПНП, ультразвуковой метод добычи нефти имеет множество преимуществ, таких как отличная адаптивность, простота в эксплуатации, низкая стоимость и отсутствие загрязнения окружающей среды. В результате, происходит многократное увеличение скорости движения пластовых флюидов, интенсификация тепло- и массообменных процессов, а также диспергирование и гомогенизация многофазных продуктов. Также акустические волны приводят к разрушению поверхностного слоя стенок в призабойной зоне скважины и очистке поровых каналов продуктивного пласта [1].

Ультразвук высокой энергии, воздействуя на тяжелую нефть, вызывает кавитационный эффект: по сути, это образование и схлопывание пузырьков газа в жидкой среде. Результатом этого является разложение высокоплавких высокомолекулярных парафинов, впоследствии чего изменяются физико-химические (эксплуатационные) свойства нефти [1].

Для борьбы с АСПО в трубопроводном транспорте существует два основных направления: превентивные меры по предотвращению отложений и удаление уже сформировавшихся отложений. Вибрационные методы позволяют создавать ультразвуковые колебания в области парафинообразования и, воздействуя на кристаллы парафина, вызывать их микроперемещение, что, в свою очередь, препятствует осаждению парафина на стенках труб [3].

Сильная вибрация, вызванная ультразвуковой волной, может сделать так, что в сырой нефти будет трудно скапливаться кристаллам парафина [4]. Основные отложения при добыче нефти включают парафиновые отложения, полимер-цементные пробки, неорганические включения и буровую жидкость. Метод удаления парафиновых отложений с помощью ультразвуковой волны имеет множество преимуществ, таких как отличная адаптивность, простота в эксплуатации, низкая стоимость и отсутствие загрязнения окружающей среды.

Удаление парафиновых отложений происходит благодаря тепловому эффекту за счет высокочастотных колебаний, чем выше частота колебаний, тем эффективней происходит воздействие на парафиновые отложения. На эффективность акустического воздействия влияют многие факторы, в частности фракционный состав твёрдых углеводородов в нефти, физические и реологические свойства, температурный режим перекачки, длительность парафинизации, высокомолекулярные составляющие потока, конструктивные особенности трубопровода. Поэтому в каждом случае необходим индивидуальный подход. Проблема эффективного ультразвукового воздействия на процессы добычи и транспорта нефти остается актуальной и требует дальнейшего усовершенствования.

Ультразвуковой метод деэмульсации и обезвоживания основан на конденсации и уменьшении вязкости под влиянием ультразвука на нефть, что приводит к соединению капель воды в сырой нефти и ускорению разъединения нефтяной и водной фаз.

Иницирующий эффект от ультразвукового воздействия связан с увеличением дисперсности системы и как следствие с повышением площади контактирующихся фаз. С увеличением поверхности раздела в условиях генерирования ультразвуковых волн улучшаются условия доставки реагентов до границы раздела фаз, что способствует стимулированию процесса деэмульсации [5].

Экспериментальные результаты показывают, что интенсивность ультразвука, время обработки и частота – это основные факторы, которые влияют на темпы деэмульсации и обезвоживания, в то время как температура испытания, режим работы и время расчётов являются вторичными факторами.

В процессах добычи и транспорта сырой нефти, если солёность воды высокая, легко вызвать серьезное скопление накали на стенке трубы и насосного оборудования, что повлияет на срок службы оборудования и сократит период службы насоса, так что серьёзно влияет на нормальную добычу нефти.

При воздействии на воду слабых ультразвуковых колебаний образуется множество постоянно смещающихся центров кристаллизации, что затрудняет рост и осаждение кристаллов накали на поверхностях оборудования [6]. Далее происходит образование тонкодисперсного шлама в объёме жидкости, который удаляется с потоком, образование отложений либо прекращается из-за нарушения условий кристаллизации, либо происходит разрыхление образующейся накали. По всей толщине накали под воздействием ультразвука образуются и накапливаются микротрещины, которые приводят к разрушению имевшихся отложений и к очистке оборудования. Данный метод - физический и действует на все виды солей и органических отложений независимо от их химического состава.

В предлагаемой модели пластовый флюид состоит из лёгких и тяжёлых углеводородов. Тяжёлая фракция углеводородов будет рассматриваться как примесь, его концентрация будет равна отношению количества молекул тяжёлых углеводородов к количеству молекул пластового флюида C в единице объёма. Относительные концентрации этих фаз при термодинамическом равновесии, которое характеризуется величиной равновесной концентрации примеси C_0 , находятся в определённом балансе. Равновесная концентрация может меняться и вызывать процессы релаксации текущей концентрации к её равновесному

**СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ
И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ**

значению, если будут меняться термодинамические условия в пласте. К ним относится изменение поля давления вследствие создания депрессии в пласте при освоении скважины.

В свою очередь, при акустическом воздействии происходит превышение значения равновесной концентрации примеси над текущей, при этом твёрдая фаза тяжёлых углеводородов начнёт растворяться и поровые каналы очищаются. Это происходит за счёт нагрева внешней среды и флюида вследствие поглощения акустических волн и формирования распределённого теплового источника в окрестности скважины.

В рамках предлагаемой модели поведения дебита при акустическом воздействии должно учитываться поведение флюида в пористой проницаемой среде без УЗ обработки и в условиях улучшения нефтеотдачи.

Уравнение фильтрации пластового флюида, линеаризованное по давлению будет иметь вид:

$$m \frac{\partial P}{\partial t} - \operatorname{div} \left(\frac{k \cdot \rho_0 \cdot c^2}{\eta} \cdot \operatorname{grad} P \right) = 0.$$

(1) где m – пористость среды, k – проницаемость среды, c – коэффициент динамической вязкости, ρ_0 – плотность флюида, c – скорость звука, P – давление.

Уравнение переноса концентрации тяжёлой углеводородной примеси в пластовом флюиде [7]:

$$\frac{\partial C}{\partial t} + \vec{V} \cdot \nabla C - D \Delta C = \frac{1}{\tau_c} \cdot (C - C_e(P, T)),$$

где C – текущая концентрация примеси, \vec{V} – скорость переноса флюида, D – коэффициент диффузии, τ_c – время осаждения или растворения примеси, C_e – равновесное значение примеси.

Кинетическое уравнение для изменения радиуса пор:

$$\frac{dR}{dt} = - \frac{1}{2} R \frac{\rho_f^y (C - C_e)}{\rho_s \tau_c},$$

где ρ_f^y – плотность твёрдой фракции, ρ_s – начальная плотность флюида.

Заключение. В России и других странах ультразвуковые технологии добычи и транспорта нефти достигли больших успехов в разработке оборудования, механизме исследований, промышленном применении и т. д. Но, несмотря на это, есть еще значительное пространство для дальнейшего развития. Показанная в работе модель физических процессов при тепловом механизме акустического воздействия может объяснить долговременный эффект от воздействия. Отличие текущей концентрации примеси от равновесной для локальных термодинамических условий приводит к осаждению или растворению тяжёлых углеводородов. Изменение термодинамических условий происходит из-за изменения температурного поля и изменения, вследствие медленной динамики пористости, распределения давления в потоке пластового флюида при акустическом воздействии. Представленная модель учитывает механизм медленной коагуляции в околоскважинном пространстве, поэтому позволяет исследовать и альтернативные механизмы акустического воздействия.

Литература

1. Верховых А.А., Вахитова А.К., Елпидинский А.А. Обзор работ по воздействию ультразвука на нефтяные системы // Вестник технологического университета, №8/2016, стр. 37-42.
2. Муллакаев М. С., Абрамов В. О., Печков А. А., Еременко И. Л., Новоторцев В. М., Баязитов В. М., Есипов И. Б., Баранов Д. А., Салтыков А. А. Ультразвуковая технология повышения продуктивности низкодебитных скважин // Журнал Нефтепромысловое дело, №4/2012, стр. 25-32.
3. Шаммазов А.М., Мастобаев Б.Н., Сощенко А.Е., Коробков Г.Е., Писаревский В.М. Основы технической диагностики трубопроводных систем нефти и нефтепродуктов. - М.: Недра, 2010. - 428 с.
4. Abramova A., Abramov V., Bayazitov V., Gerasin A., Pashin D. Ultrasonic technology for enhanced oil recovery // Engineering 6 (2014), p. 177-184.
5. Афанасьев Е.Ф. Факторы стабилизации и эффективность разрушения водонефтяных эмульсий: автореф. дис. канд. техн. наук. -Астрахань, 2013. - 25 с.
6. Балинченко О.И., Нездойминов В.И. Некоторые особенности ультразвуковой (безреагентной) обработки воды // Журнал Проблемы экологии, №1-2/2010. стр. 73-77.
7. R. Ewing. Mathematical modeling and simulation for fluid flow in porous media // «Математическое моделирование», 2011, т. 13, № 2, с. 117-127.

ПОДГОТОВКА ГАЗА НА ПРОМЫСЛЕ. ПРИНЦИП РАСЧЕТА ЦИКЛОННОГО ПЫЛЕУЛОВИТЕЛЯ

А.В. Изерский

Научный руководитель – профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. В настоящее время, подготовка газа на промысле осуществляется на высоком уровне. В подтверждение этого, можно сказать о различных существующих системах сбора газа, а также большом ассортименте установок для его промысловой подготовки. Все они ориентированы на работу с максимально возможным уменьшением выбросов веществ, загрязняющих окружающую среду. Разбирая данные аппараты более подробно, можно разделить их на группы, отвечающие за очистку конкретных примесей содержащихся в газе. Например, циклонный пылеуловитель применяются для очистки газа от механических примесей. Их

применение обусловлено множеством положительных факторов: простотой конструкции, высоким уровнем очистки частиц размером до 10 мкм, эффективностью работы при различных температурах.

Немаловажным процессом при подготовке газа на промысле является его осушка. Это процесс удаления водяных паров из газового потока путём снижения температуры до точки, при которой водяные пары конденсируются и вода выпадает из газового потока. Эта температура называется *точкой росы*. Осушка путем снижения температуры газа до значения ниже точки россы позволит предотвратить образование гидратов и коррозию со стороны водяного конденсата. Кроме тяжелых углеводородов и водяных паров, природный газ нередко содержит и другие компоненты, которые, возможно, придется удалить. Покупатель газа может потребовать полного или частичного удаления углекислого газа, сероводорода и других соединений серы. Эти вещества известны под названием кислых газов. Сероводород, соединяясь с водой, образует слабую форму сероводородной кислоты, а углекислый газ образует с водой угольную кислоту, отсюда и термин кислый газ. Присутствие данных компонентов не желательно, так как они вызывают коррозию и снижают теплоту сгорания, а значит и продажную цену газа.

Актуальность. Основной проблемой XXI века является загрязнение окружающей среды побочными продуктами различных производств. Эффективность и надежность работы систем газоочистки процессов и аппаратов химических технологий зависят от физико-химических свойств частиц и термодинамических параметров гетерогенной среды. Поэтому важно разобраться в технологических схемах аппаратов и подтверждая расчетной составляющей выявить основные проблемы, из-за которых оборудование пагубно влияет на окружающую среду.

Цель: выявить основные способы подготовки газа на промысле, осуществить расчет циклонного пылеуловителя.

Установки промышленной подготовки газа. Назначение установок для промышленной подготовки газа заключается в отделении природного газа, газоконденсата или нефти и воды из потока газодобывающей скважины и в подготовке этих флюидов к продаже или удалению [1]. Перед первичной сепарацией скважинному потоку может потребоваться подогрев. Когда газовый поток дросселируют, газ расширяется и его температура падает. Если температура становится достаточно низкой, образуются гидраты (твёрдое кристаллоподобное ледяное вещество). Гидраты могут приводить к забиванию каналов. Поэтому газ, возможно, придётся подогревать, перед тем как его можно будет дросселировать до давления в сепараторе.

Также может также оказаться необходимым охлаждение. Некоторые газовые пласты-коллекторы могут располагаться очень глубоко и иметь очень высокую температуру. Если из скважины поступает значительное количество газа и жидкости, температура скважинного потока может оказаться очень высокой даже после дросселирования. Компании, занимающиеся транспортировкой газа, требуют удаления примесей из приобретаемого ими газа [2]. Они хорошо понимают необходимость очистки газа для эффективной работы своих газопроводов и принадлежащих их потребителям оборудования для сжигания газа. С целью проверки выполнения требований по качеству газа продавцами, периодически проводятся анализы газа. Кислые газы, обычно это сероводород и углекислый газ, являются загрязнениями, которые часто содержатся в природном газе и которые приходится удалять. Оба этих газа могут быть очень коррозионными. При этом углекислый газ образует в присутствии воды угольную кислоту, а сероводорода может вызвать водородное охрупчивание стали. Кроме того, сероводород чрезвычайно токсичен уже при малых концентрациях.

Природный газ, добываемый из скважины, обычно насыщен водяными парами. В большинстве процессов по очистке газа он остаётся в состоянии насыщения водяным паром [3]. Вода в жидкой фазе ускоряет коррозию трубопроводов и другого оборудования. Вода в жидком виде накапливается в нижних точках трубопровода, снижая его пропускную способность. Удаление водяного пара путём осушки позволяет устранить эти возможные трудности и обычно предусматривается в соглашениях по продаже газа. Когда газ осушен его точка росы снижается.

Циклонный пылеуловитель. Газ, который транспортируется по газопроводам, может содержать твердые и жидкие примеси. Например: метанол, солярное масло, песок, конденсат, турбинное масло, сварочный грат и так далее. Чтобы отчистить газ от различных примесей, применяют устройства под названием пылеуловители. Они работают по принципу мокрого улавливания и сухого отделения пыли. Циклонный пылеуловитель (рис.1) это сосуд, имеющий цилиндрическую форму, который в газопроводе рассчитан на рабочее давление и имеет встроенные циклоны, используемые с целью очистки жидкостей или газов от взвешенных частиц.

Принцип очистки бывает инерционный (включающий использованием центробежных сил) и гравитационный. Циклонные пылеуловители из всех существующих разновидностей имеют самую обширную группу [4]. Использование циклонных пылеуловителей очистки призвано обеспечить максимальное снижение выбросов загрязненных веществ. В современной промышленности очень широко используются циклонные аппараты, но по ряду причин они не удовлетворяют современным требованиям по качеству очистки. Разрабатываемые и внедряемые методы модернизации циклонов позволят без существенных затрат увеличить эффективность очистки воздуха, без увеличения энергозатрат, а также увеличить срок службы циклона.

СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

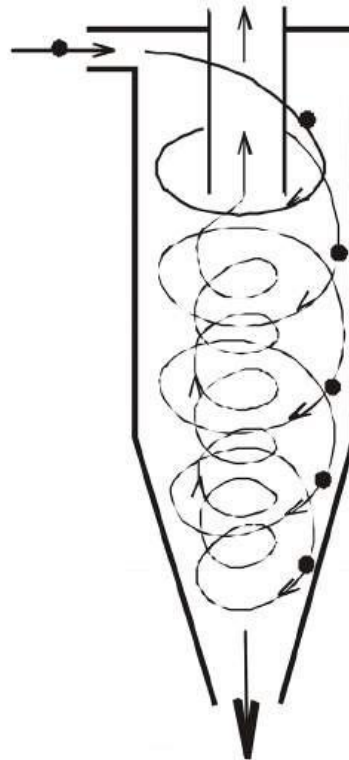


Рис. 1. – Схема циклонного пылеуловителя;
—●→ - пылевоздушный поток; —→ - очищенный воздух;
- - → - легкие примеси

Для частиц размером 40 мкм и более, эффективность очистки составляет не менее 100 %, а для частичек капельной жидкости 95% [5].

Результаты исследования. Результатами исследования стало проведение анализа работы циклонных пылеуловителей разных конструкций, а также математическое моделирование запыленных газовых потоков. Выявлено, что основными причинами низкой сепарации частиц в циклонах является отсутствие условий их осаждения в пылесборнике и необходимость снижения гидравлического сопротивления.

Заключение. В результате выполнения работы были выявлены основные способы подготовки газа на промысле. Осуществлен расчет циклонного пылеуловителя, используемый в технологической среде, а также была сформулирована физико-математическая модель расчета распределения частиц в коаксиальном канале при вихревом движении без учета перемешивания аэрозоля. В ходе исследования были разобраны основные способы сбора газа на промысле, также разобраны методы осушки. Осуществлен разбор способов отчистки от таких кислых газов, как сероводород и углекислый газ. Выделены методы очистки от механических примесей с использованием масляного и циклонного пылеуловителей. Также была подробно разобрана схема течения газа в циклоне с выявлением всех зон его движения.

Литература

1. Иванков Д. И., Гритчин Р.Д., Тюрин А.Н., Анализ работы циклонов для пылеулавливания, Тула 2016. -212 с.
2. Арнольд К., Стюарт М, справочник по оборудованию для комплексной подготовки газа, Москва. 2016. -315с
3. Молчанов, А. Г. Машины и оборудование для добычи нефти и газа. Москва. 2015. С. 457-473.
4. Василевский М.В., Зыков Е.Г., Расчет эффективности отчистки газа в инерционных пылеуловителях, Издательство ТПУ, Томск 2015 г.
5. Ветошкин А.Г., Процессы и аппараты пылеотчистки, Пенза 2015. 20-45 ст.
6. Квятковский О.П., Васильев Г.Г., Гумеров А..Г., Гамбург И.Ш., промышленные трубопроводы и оборудование, Недра. 2014 г. -123 с.

ДЕГАЗАЦИЯ НЕФТИ, ВЕРТИКАЛЬНЫЙ СЕПАРАТОР, ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫЙ КЛАПАН Х. Иссах

Научный руководитель – профессор С.Н. Харламов
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Цель работы: исследовать процесс деградации сырой нефти и принципов работы вертикального сепаратора и предохранительных клапанов.

1. Дегазация

Дегазация – это процесс удаления растворенных легких углеводородов в смеси сырой нефти. Этот процесс характеризуется двумя основными методами - методом разделения и методом стабилизации. Основным принципом метода разделения является гравитационная сила, обеспечивающая гравитационное разделение. Эта сила основана на законе, что более тяжелые частицы падают на дно смеси, а более легкие частицы поднимаются вверх. Когда сила сопротивления равна плавучести (сила тяжести), ускорение капель равно нулю, поэтому оно перемещается с постоянной скоростью. Эта скорость является конечной или свободной скоростью осаждения [1].

$$F_d = \left(\frac{\pi}{6}\right) D_d^3 (\rho_l - \rho_v) \left(\frac{g}{g_c}\right)$$

где F_d - сила сопротивления;

D_d - диаметр капли, фут;

ρ_l - плотность жидкости, фунт / фут³;

ρ_v - плотность пара, фунт / фут³;

g - гравитационная постоянная, 32,174 фут / с²;

g_c - коэффициент преобразования, 32,174 фунт-фут / с²-фунт-сила.

Явление коалесценции - это притяжение между очень маленькими частицами, чтобы объединиться, чтобы образовать относительно большую или тяжелую частицу. Только после слияния это гравитационное разделение, в случае очень маленьких капель, таких как туман или туман.

Стабилизация - более точный процесс дегазации. Этот способ относится к удалению всех более легких углеводородных флюидных компонентов в смеси сырой нефти для снижения давления паров до заданного уровня. Стабилизированное масло - это тот, который не имеет абсолютно никаких следов газа и / или легких углеводородов. Этот метод, хотя капитально и оперативно интенсивно дает более стабильный конечный продукт, что приводит к хорошей экономической отдаче.

2. Вертикальные сепараторы

Вертикальные сепараторы

Сепараторы - это оборудование, которое используется для разделения смесей на разные фазы. На

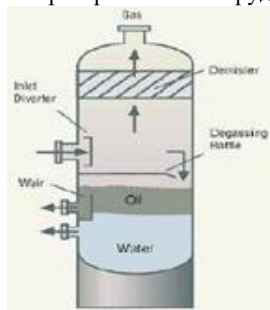


Рис. 1 – Вертикальный сепаратор

основе конструкции разделители могут быть классифицированы как вертикальные или горизонтальные и на основе функции они могут быть двухфазными или трехфазными. Вертикальный разделитель называется таковым из-за его структуры. Принцип действия - разделение под действием силы тяжести и центробежного разделения. Это объясняется тем, что гравитация поддерживает более тяжелые частицы, чтобы потопить, и более легкие частицы поднимаются на вершину. Однако при строительстве этого оборудования необходимо принять меры для обеспечения его эффективности. Такая мера включает разделение в сепараторе происходит с плотностью масла. Эта плотность больше, чем у газа, поэтому капля масла движется вертикально вниз [2]. В том же духе газ использует сопротивление для перемещения в противоположном направлении. Это сопротивление воздуха является силой сопротивления, и оно пропорционально площади поверхности капли, перпендикулярной направлению потока газа. Эта сила применима только тогда, когда система имеет достаточно большое число Рейнольдса для создания турбулентности позади объекта. Калибровка этого типа сепаратора основана на теории осаждения, которая на самом деле является гравитационной седиментацией. Капли будут оседать со скоростью, определяемой уравнением силы тяжести на капле, и силой сопротивления, вызванной ее движением. Для жидких капель в газовой фазе [7],

$$d^2 = 5.054 \frac{TZQ_g}{P} \left[\left(\frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_v} \right) \frac{C_D}{d_m} \right]^{\frac{1}{2}}$$

где d – внутренний диаметр сосуда, дюйм;

d_m – диаметр капли, μm ;

рабочая температура, ° R;

Q_g – расход газа, MMscf / D;

P – рабочее давление, psia;

Z – сжимаемость газа;

ρ_l – плотность жидкости, фунт / фут³;

СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

ρ_g – плотность газа, фунт / фут³;
 C_D – коэффициент сопротивления.

Для пузырьков или жидких капель в жидкой фазе,

$$d^2 = Q_c \left[\left(\frac{f}{\rho_d} \right) \right]$$

где ρ_c – плотность сплошной фазы, г / см³
 ρ_d – плотность дисперсной фазы, г / см³

Предполагая, что число потоков Рейнольдса минимальное, приведенное выше уравнение сводится к этому

$$d^2 = 6.663 \frac{Q_c \mu_c}{(\Delta \gamma) d_m^2}$$

Q_c – непрерывный жидкофазный расход; баррелей / день

μ_c – непрерывная фазовая вязкость, г / (см / с)

$\Delta \gamma$ – удельная гравитационная разность непрерывных и дисперсных фаз

Этот диаметр представляет собой минимально допустимый диаметр сепаратора. Коэффициент сопротивления является функцией числа Рейнольдса, Re.

3. Предохранительные клапаны.

Предохранительные клапаны представляют собой автоматические устройства для сброса давления, управляемые статическим давлением перед клапаном и характеризующиеся полным открытием или всплытием. Предохранительные клапаны обычно используются для подачи газа или пара. Основными компонентами конструкции предохранительного клапана являются фиксирующий элемент и установочное устройство. Запирающий элемент состоит из болта и седла. Когда предохранительный клапан закрыт, его чувствительный элемент действует на прочность рабочего давления в защищенной системе, которая имеет тенденцию открывать клапан и усилие от заданного значения, предотвращающего открытие. Запорный клапан начинает открываться, если давление в системе не прекращается, рабочее пространство проходит через клапан. Закрывающий корпус клапана закрывается под действием заданного значения. На рисунке 2 показана схема типичного пружинного клапана прямого действия [6].

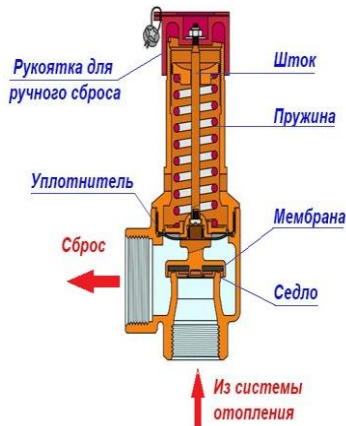


Рис. 2 – Пружинный клапан

предотвращающего открытие. Запорный клапан начинает открываться, если давление в системе не останавливается, рабочее пространство проходит через клапан. Закрывающий корпус клапана закрывается под действием заданного значения. Предохранительные клапаны, как и все другие устройства, имеют разные классификации. К ним относятся классификация в соответствии с принципом операции. Другая классификация основана на характере подъема закрывающего органа. Третья классификация соответствует высоте подъема закрывающего органа. Затем существует классификация, зависящая от типа нагрузки на катушку.

Литература

1. Abdel-Aal H.K., Aggour M. and Fahim M.A., 2003. Petroleum and gas field processing.
2. Stewart M. and Arnold K., 2008. Emulsions and oil treating equipment: selection, sizing and troubleshooting. Gulf Professional Publishing.
3. Важенина Л.В., 2008. Проблемы эффективного использования попутного нефтяного газа. Записки Горного института 179.
4. Гуревич Д.Ф., Заринский О.Н. and Косых С.И., 1982. Трубопроводная арматура с автоматическим управлением. Справочник. Косых. Л. Машиностроение.
5. Parcol Pressure safety relief valves technical bulletin 3-1
6. http://petrowiki.org/Separator_sizing

**ПРОБЛЕМЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРОЦЕССОВ ПЕРЕНОСА ИМПУЛЬСА В РАМКАХ
ОБОБЩЕННЫХ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ УРАВНЕНИЙ АЛЕКСЕЕВА-БОЛЬЦМАНА**

Д.М. Калицев

Научный руководитель – профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Хорошо известно [1], что основные методики моделирования движения вязких неизотермических систем (инертных и реагирующих смесей) базируются на моделях сплошной среды, основанных на формулировках законов сохранения массы, импульса, энергии с соответствующими замыканиями для тензора поверхностных сил, потоков скалярной субстанции (тепла и массы), которые дают прогноз деталей процессов во многих практически важных технологических устройствах [2-5]. Так, изучение природы турбулентного режима течения жидкости и газа в малых масштабах долгое время было связано с решением уравнений Навье-Стокса при больших значениях числа Рейнольдса (Re). В случае, когда значение Re превышает некоторое критическое значение вследствие неустойчивости потока, образующаяся нерегулярность и хаотичность течения создает необходимость введения дополнительных предположений (например, усреднения по времени, ансамблю и т.д.), что заставляет обращаться к замыканиям более высокого порядка по цепочке уравнений Фридриха-Келлера для описания турбулентных течений [4]. Требования более точного, подробного описания турбулентных течений создает необходимость более глубокого понимания физического механизма процессов, которые происходят в данных течениях. Известно, что уравнения Навье-Стокса не показывают деталей влияния изменений флуктуаций, при учете которых кардинально изменяется ситуация (см., например, [2,4-8]) и, согласно Б. В. Алексееву «...теория турбулентности, основанная на уравнениях Навье-Стокса, зашла в тупик [2]».

Целью работы является критический анализ библиографических данных по перспективам гидродинамического моделирования течений в рамках идей молекулярно-кинетического подхода и кинетических уравнений, учитывающих развитие функции распределения элементарных частиц. Такой подход представляется оригинальным, является более совершенным и универсальным, так как позволяет моделировать течения в обширном диапазоне изменения чисел Рейнольдса, и учитывает пространственно-временную эволюцию флуктуаций поля скорости. Заметим, что подобные уравнения получены на основе уравнений Больцмана [2-2,7,9]. Так, основное уравнение физической кинетики для одночастичной функции распределения было сформулировано Больцманом и имеет вид

$$\frac{Df}{Dt} = J^{st}(f) \quad (1)$$

где \int – интеграл столкновений, D/Dt – субстанциональная производная. Уравнение (1) играет важную роль в физике, особенно в гидродинамике. Заметим, что с момента формулировки и до настоящего времени, оно критикуется из-за существующих противоречий (см. например, [3,9]):

Уравнение Больцмана используется для масштаба времени между столкновениями частиц и гидродинамическим течением, но оно не предназначено для времени взаимодействия, которое происходит при столкновении частиц. В результате чего, определенные физические явления, в которых существенен масштаб времени взаимодействия сталкивающихся частиц, выпадают из рассмотрения.

Как правило, одиночная частица функции распределения, входящая в уравнение (1), нормируется на количество частиц в единице объема. Такая нормировка вероятна, если частицы учитывать, как материальные точки. Однако, при определении интеграла столкновений, требуется рассматривать частицы конечного размера. Нахождение центра масс элемента в контрольном объеме не означает, что она вся находится в этой ограниченной области. В любой момент времени найдутся частицы, находящиеся частично внутри, а частично снаружи контрольной поверхности, в связи с этим возникают флуктуации массы, а значит и других гидродинамических величин [9].

Рассмотренных противоречий достаточно, чтобы подтвердить необходимость вывода более общего уравнения, чем уравнение (1), которое бы не включало указанные проблемы и несоответствия. Одна из попыток создания обобщенного уравнения Больцмана удалось Б. В. Алексееву с формулировкой обобщенных гидродинамических уравнений. Вывод обобщенного уравнения Больцмана представлен в работах [2,7]. Исходя из результатов этих работ, имеем кинетическое уравнение на основе иерархии уравнений Боголюбова – Борна – Грина – Кирквуда –Ивона (ББГКИ)

$$\frac{Df}{Dt} = J^{st} + J^{td} \quad (2)$$

где \int – нелокальный интегральный член с учетом эффекта запаздывания [2,3,7,9]:

$$J^{td} = \frac{\partial}{\partial t} \left(\tau \frac{Df}{Dt} \right) \quad (3)$$

В этом случае (2) примет вид

$$\frac{Df}{Dt} - \frac{\partial}{\partial t} \left(\tau \frac{Df}{Dt} \right) = J^{st} \quad (4)$$

f – функция распределения.

Обобщенное уравнение Больцмана с позиции теории флуктуации имеет вид [9]

$$\frac{Df^a}{Dt} = J^{st}, \quad (5)$$

$$f^a = f - \tau \frac{Df}{Dt}. \quad (6)$$

Уравнения (5) и (6) обладают правильным свободномолекулярным пределом. Здесь f^a является флуктуацией функции распределения.

**СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ
И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ**

Анализ показывает, что молекулярно-кинетический метод с учетом нелокальных эффектов однозначно ведет к флуктуационным процессам, которые пропорциональны среднему времени между столкновениями для газа и времени пребывания частицы в «клетке» – жидкости [3]. Флуктуации имеют место в любой открытой системе, ограниченной прозрачной для частиц контрольной поверхностью [2,4].

Обобщенное уравнение Больцмана с учетом (4) можно представить

$$\frac{\partial}{\partial t} (f - \tau \frac{\partial f}{\partial t}) = J^{st}(f). \quad (7)$$

Видно, что форма (7) приводит к возможности анализа процессов в рамках уравнений неразрывности, движения и энергии, а также становится возможным при использовании молекулярно-кинетической теории сплошных сред учитывать три группы масштабов [3,7]: 1. Клеточный масштаб, соответствующий колебаниям молекулы в «запертом» состоянии, а именно: v_{ok} – масштаб скорости колебательного движения частицы в «запертом» состоянии; r_k – масштаб размера клетки, где V_k – объем клетки, τ_0 – период колебания частицы в клетке. Будем называть эту группу масштабов – « τ_0 -масштаб»; 2. Масштаб клеточного состояния, связанного с характерным временем пребывания частицы в клетке или « τ -масштаб»: $v_{o\tau}$ – масштаб скорости частицы в « τ -масштабе» (этот масштаб скорости не совпадает с v_{ok} , поскольку частица, обладающая высокой энергией, в состоянии преодолеть энергетический барьер, связанный с энергией активации); r_τ – масштаб длины в τ -масштабе (характерное расстояние, которое проходит частица за время пребывания в клетке); τ – время пребывания частицы в клетке; 3. Гидродинамический масштаб, не нуждающийся в дополнительных пояснениях: v_L – гидродинамическая скорость течения; L – гидродинамическая длина; τ_L – гидродинамическое время.

На основе трудов Больцмана [10,11] и учета трех групп масштабов, были сформулированы обобщенные уравнения гидродинамики (ОУГ), которые можно считать усовершенствованным вариантом фундаментальных уравнений гидродинамики [6].

Анализ позволяет отметить, что обобщенные гидродинамические уравнения являются более современными и актуальными для моделирования гидродинамических процессов, по сравнению с уравнениями Навье-Стокса. На базе работ Больцмана создаются программы математического моделирования, а также из них вытекает множество других подходов описания ламинарных и турбулентных течений. Развитие методов ветвления результатов кинетических уравнений позволит в дальнейшем дать полноценную картину всех спектральных областей турбулентных течений довольно широкого генезиса.

Обобщенные гидродинамические уравнения учитывают в спектре пульсаций колмогоровские флуктуации и позволяют моделировать течения в широком диапазоне чисел Рейнольдса, поэтому их использование для описания турбулентного процесса более целесообразно. Помимо этого, новые уравнения применяют для решения задач в таких областях, как астрофизика, физика атмосферы (развитии общей теории и моделировании) и т. д. (см., например, [12,13]). В нефтегазовых приложениях, в которых рассматриваемый метод еще не использовался, необходимо проведение исследования по изучению опыта применения ОУГ для дополнительного анализа явлений. Все это представляет предмет перспективных будущих задач. Их решение поспособствует дальнейшему развитию отрасли, оптимизации энергозатрат (например, в транспортировке УВ сырья), использованию усовершенствованных технологий.

Литература

1. Лойцянский, Л.Г. Механика жидкости и газа: Учеб. для вузов. – 5-е изд., испр. – М.: Изд-во «Дрофа», 1978. – 736 с.
2. Алексеев, Б. В. Физические основы обобщенной больцмановской кинетической теории газов / Б. В. Алексеев // Успехи физических наук. – 2000. – Т. 170, № 6. – С. 649–679.
3. Алексеев, Б. В. К кинетической и гидродинамической теории жидкостей / Б. В. Алексеев // Теплофизика высоких температур. – 1998. – Т. 36, № 2. – С. 215–222.
4. Алексеев, Б. В. Нелокальная физическая кинетика / Б. В. Алексеев // Вестник Томского государственного университета. – 2008. – № 3. – С. 53–58.
5. Белоцерковский, О. М. Применение уравнения Каца к моделированию турбулентности / О. М. Белоцерковский, Н. Н. Фимин, В. М. Чечёткин // Журнал вычислительной математики и математической физики. – 2010. – Т. 50, № 3. – С. 575–584.
6. Chen, H. Recovery of full rotational invariance in lattice Boltzmann formulations for high Knudsen number flows / H. Chen, R. Zhang, I. Staroselsky, M. Jhon // Physica A. – 2006. – 362:125–131.
7. Alexeev, B.V. Generalized Boltzmann Physical Kinetics. Elsevier. –2004.
8. Белоцерковский, О. М. Когерентные структуры в гидродинамике и кинетические уравнения / О. М. Белоцерковский, Н. Н. Фимин, В. М. Чечёткин // Журнал вычислительной математики и математической физики. – 2010. – Т. 50, № 9. – С. 1613–1623.
9. Алексеев, Б. В. Граничные условия в теории обобщенных гидродинамических уравнений / Б. В. Алексеев // Теплофизика высоких температур. – 2004. – Т. 42, № 4. – С. 551–562.
10. Boltzmann, L. Weitere Studien über das Wärmegleichgewicht unter Gasmolekülen. – Sitz. Ber. Kaiserl. Akad. Wiss. – 1872. – 66 (2). – P. 275–370.
11. Черчиньяни, К. Теория и приложения уравнения Больцмана. – М.: Мир. – 1978. – 495 с.
12. Alexeev B.V. ArXiv, 1012.5286 (physics. gen-ph): Problems of antimatter after Big Bang, dark energy and dark matter. Solutions in the frame of non-local physics (2010).
13. Соловчук, М.А. Уравнения обобщенной гидродинамики в кинетической теории и распространение акустических волн в разряженном газе [Текст]: дис. на соиск. учен. степ. канд. физ.-мат. наук (01.04.02) / Соловчук Максим Александрович; РГУ им. И. Канта. – Калининград, 2007. – 89 с.

ОСАЖДЕНИЕ И ТУРБУЛЕНТНЫЙ ПЕРЕНОС ДИСПЕРСНЫХ ЧАСТИЦ В ЖИДКОЙ ФАЗЕ

Н.А. Капин, А.Е. Шаронова

Научный руководитель – профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Различают два вида жидких дисперсных смесей: суспензия (взвеси) — дисперсная система из взвешенных в растворе мелких твердых частиц; эмульсия — дисперсная система, содержащая одну или несколько ограниченно растворимых жидкостей, одна из которых эмульгирована в другой. Суспензии подразделяются в зависимости от размеров твердых частиц на мути (0,1-0,5 мкм), тонкие (0,1-1 мкм) и грубые суспензии (более 1 мкм).

Составной частью производств в нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности являются процессы разделения суспензий – методами осаждения, фильтрования и др. Вследствие этого, разработка теоретических подходов для расчета различных установок разделения дисперсных систем является *актуальной задачей*.

Целью данной статьи является рассмотрение моделей турбулентного переноса дисперсных частиц в жидкой фазе и расчет эффективности турбулентного осаждения дисперсной фазы при движении суспензий в трубопроводе.

Гидродинамику твердой дисперсной фазы в турбулентной среде отличает большая сложность и интенсивность, чем в ламинарной. Это обуславливается тем, что взвешенные частицы реагируют на турбулентные пульсации среды и начинают совершать под их влиянием пульсационные (колебательные) движения касательно несущих их молекул среды и хаотичные перемещения вместе с молекулами среды.

Весь спектр осаждающихся частиц можно разделить на три основные группы [1]:

I группа - частицы, полностью увлекаемые турбулентными пульсациями среды. Их диаметр должен удовлетворять условию (1):

$$d_{\text{ч}} < 0.3 \sqrt{\frac{\mu_{\text{ж}}}{\pi f \rho_{\text{ч}}}} = 0.134 \sqrt{\frac{R \mu_{\text{ж}}}{u_* \rho_{\text{ч}}}} \quad (1)$$

- II группа - частицы, обладающие некоторой инерционностью по отношению к увлечению турбулентными пульсациями (2):

$$0.134 \sqrt{\frac{R \mu_{\text{ж}}}{u_* \rho_{\text{ч}}}} < d_{\text{ч}} < 13.4 \sqrt{\frac{R \mu_{\text{ж}}}{u_* \rho_{\text{ч}}}} \quad (2)$$

- III группа - частицы, не увлекаемые турбулентными пульсациями среды, должны удовлетворять условию (3):

$$d_{\text{ч}} > 30 \sqrt{\frac{\mu_{\text{ж}}}{\pi f \rho_{\text{ч}}}} = 13.4 \sqrt{\frac{R \mu_{\text{ж}}}{u_* \rho_{\text{ч}}}} \quad (3)$$

Каждая из групп частиц определяется в зависимости от действия на них сил и факторов, и поведением в турбулентном потоке [1].

Рассматриваются следующие модели турбулентности [3]:

- *Модель Прандтля*. В двухслойной модели Прандтля осуществляется молекулярный перенос в вязком подслое и турбулентный за его пределами (4):

$$\beta_d = \frac{u_*}{(1 + \omega_{\text{с}} \tau_p) \left[R_1 Sc_{\text{сп}} + \frac{1}{\chi} \ln \left(\frac{R_{\text{г}}}{R_1} \right) \right]} \quad (4)$$

- *Модель Кармана*. В трехслойной модели Кармана коэффициент переноса дисперсной фазы равен (5):

$$\beta_d = \frac{u_*}{5(1 + \omega_{\text{с}} \tau_p) \left[Sc_{\text{сп}} + \ln 6 + 0.5 \ln \left(\frac{R_{\text{г}}}{30} \right) \right]} \quad (5)$$

- *Модель Дайслера и Ханратти*. В этой модели рассчитывается коэффициент переноса дисперсной фазы при изменении турбулентной вязкости в вязком подслое пропорционально D . (6) [5]:

$$\beta_d = \frac{u_*}{(1 + \omega_{\text{с}} \tau_p) Sc_{\text{сп}}^{2/3} [5.309 + 2.5 \ln(R_{\text{г}})]} \quad (6)$$

Используя выше изложенные выражения для определения коэффициента переноса дисперсной фазы, можно отобразить зависимость коэффициента переноса от диаметра частиц (Рисунок 1).

СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

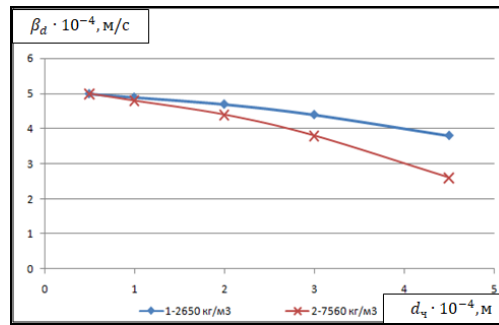


Рис. 1 – Зависимость коэффициента переноса от диаметра частиц

(1 – $\rho_p = 2650 \text{ кг/м}^3$; 2 – $\rho_p = 7560 \text{ кг/м}^3$)

Принцип работы любой установки сепарации заключается в использовании одного либо нескольких механизмов, взвешенных в потоке дисперсных частиц. Воздействие каждого из них на общую эффективность процесса осаждения зависит от размеров и плотности частиц, физических свойств среды и условий протекания процесса. Эффективность процесса осаждения с использованием геометрических характеристик трубы (7) [4]:

$$\eta = 1 - \exp\left(-\frac{4L\beta_d}{d_p W_{\text{ж}}}\right) \quad (7)$$

По выше рассмотренным выражениям можно произвести оценку интенсивности турбулентного осаждения дисперсной фазы при движении суспензий в трубопроводах [2]. В таблице 1 и таблице 2 представлены результаты расчета следующих показателей: коэффициента переноса дисперсной фазы и эффективности переноса частиц в трубопроводе .

Таблица 1 Результаты расчета показателя эффективности переноса частиц в трубопроводе при $Re=9,2 \cdot 10^3$, $W_{\text{ж}}=0,28 \text{ м/с}$

Уравнение	$Sc_{\text{сп}} = 1$		$Sc_{\text{сп}} = 10$		$Sc_{\text{сп}} = 100$	
	β_d	η	β_d	η	β_d	η
(4)	$1,54 \cdot 10^{-4}$	0,20	$2,20 \cdot 10^{-5}$	0,03	$2,30 \cdot 10^{-6}$	0,003
(5)	$1,54 \cdot 10^{-4}$	0,20	$4,30 \cdot 10^{-5}$	0,06	$5,24 \cdot 10^{-6}$	0,007
(6)	$1,56 \cdot 10^{-4}$	0,20	$3,36 \cdot 10^{-5}$	0,05	$7,23 \cdot 10^{-6}$	0,010

Таблица 2 Результаты расчета показателя эффективности переноса частиц в трубопроводе при $Re=18 \cdot 10^3$, $W_{\text{ж}}=0,57 \text{ м/с}$

Уравнение	$Sc_{\text{сп}} = 1$		$Sc_{\text{сп}} = 10$		$Sc_{\text{сп}} = 100$	
	β_d	η	β_d	η	β_d	η
(4)	$3,35 \cdot 10^{-4}$	0,21	$5,13 \cdot 10^{-5}$	0,04	$5,42 \cdot 10^{-6}$	0,004
(5)	$3,35 \cdot 10^{-4}$	0,21	$9,91 \cdot 10^{-5}$	0,07	$12,3 \cdot 10^{-6}$	0,009
(6)	$3,38 \cdot 10^{-4}$	0,21	$7,28 \cdot 10^{-5}$	0,05	$15,7 \cdot 10^{-6}$	0,011

При увеличении скорости потока (в соответствующих условиях и критерия Рейнольдса) увеличиваются значения коэффициента переноса частиц, это подтверждается полученными результатами. Также значения коэффициента переноса частиц тем меньше, чем больше значение числа Шмидта и, следовательно, меньше эффективность турбулентной сепарации. При выражения (4), (5) и (6) дают практически одинаковые значения . При уравнение (4) дает меньшие значение коэффициента переноса частиц, нежели (5), (6).

Следует отметить, что сходимость результатов расчета уравнений (5) и (6) составляет ($\pm 25\%$), что является удовлетворительным. Это позволяет рекомендовать к применению уравнений (5) и (6) при . Соответственно при числе Шмидта близком к единице, сходимость уравнений максимальна, в таком случае можно применять любое из уравнений.

Литература

1. Медников Е.П. Турбулентный перенос и осаждение аэрозолей. – М.: Наука, 1980.
2. Belan S. Concentration of diffusional particles in viscous boundary sublayer of turbulent flow // Physica a-Statistical Mechanics and Its Applications. – 2016. – Feb. – Т. 443. – С. 128-136.
3. Фарахов М.И. Сепарация дисперсной фазы из жидких углеводородных смесей в нефтепереработке и энергосбережение / М.И. Фарахов, А.Г. Лаптев, И.П.Афанасьев. Казань: Казанск. гос. энерг. ун-т, 2005. 134 с.
4. Медников Е.П. Миграционная теория осаждения аэрозольных частиц из турбулентного потока на стенках труб и каналов // Доклады Академии наук СССР, 1972. Т. 206. № 1. С. 51-54.
5. Mednikov E. P. Migration theory of turbulent-inertial deposition of aerosols in tubes and channels - comparison with experiment // Colloid Journal of the Ussr. – 1975. – Т. 37, № 2. – С. 257-263.

**ИССЛЕДОВАНИЯ ГИДРОДИНАМИКИ И ТЕПЛОМАССОБМЕНА В УСЛОВИЯХ
УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ ТЕЧЕНИЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ В ТРУБОПРОВОДАХ**

В.Д. Ким, М.С. Миколенко

Научный руководитель – профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день наиболее рациональным средством транспорта нефти и нефтепродуктов является трубопроводный транспорт. Новейшие магистральные трубопроводы есть сложная система большой протяженности и состоит из таких объектов как: насосная станция, резервуарный парк и линейная часть трубопровода.

Трубопроводный транспорт нефти является наиболее экономичным и экологически предпочтительным видом транспорта. В настоящее время существует очень много разных показателей пропускной способности и длины нефтепроводов. Диаметр труб современных крупных нефтепроводов составляет 1 3 - 1 5 м, скорость движения масла по ним составляет до 1 6 м / с, общая длина - до тыс. Км. [1].

В этой статье мы рассмотрим гидродинамику и тепломассоперенос в условиях стационарных, установившихся режимов течения нефтепродуктов в трубопроводах.

Основополагающими уравнениями описывающие установившиеся течения однородной несжимаемой жидкости в трубопроводе есть уравнение Бернулли:

$$\left(\frac{\alpha_1 v_1^2}{2g} + \frac{p_1}{\rho g} + Z_1\right) - \left(\frac{\alpha_2 v_2^2}{2g} + \frac{p_2}{\rho g} + Z_2\right) = h_{1-2}$$

и уравнение сохранения массы жидкости,

$$\rho v_1 S_1 = \rho v_2 S_2 = M$$

Неустановившийся поток жидкости в трубопроводе связан с определением параметров $p(x, t)$, $v(x, t)$, $M(x, t)$, $T(x, t)$ и др. [4].

Неустановившиеся процессы в трубопроводах происходят при запуске и остановках перекачивания, включении или отключении отводов, работе запорных и регулирующих арматур, а также разных видах аварий – разрывах трубы.

Для слабосжимаемых жидкостей, нефти и нефтепродуктов, нестационарные течения с полным заполнением трубопровода жидкостью описываются уравнениями с частными производными.

$$\begin{cases} \frac{\partial p(x, t)}{\partial t} + \rho_0 c^2 \frac{\partial v(x, t)}{\partial x} = 0, \\ \rho_0 \frac{\partial v(x, t)}{\partial t} - \frac{\partial p(x, t)}{\partial x} = -\lambda(R, \varepsilon) \frac{1}{d} \frac{p_0 v^2(x, t)}{2} - \rho_0 g \sin \alpha(x), \end{cases}$$

Здесь принято: $p(x, t)$ – давление и $v(x, t)$ – скорость течения жидкости.

Неустановившиеся процессы, происходящие в трубопроводе при изменении единого стационарного потока другим, также называется переходными процессами. Обозначая для v_0 скорость жидкости в трубопроводе до начала переходного процесса, а после v_1 – скорость жидкости в возникающем стационарном потоке, то можно принять:

$$\langle v(x, t) \rangle = \frac{2 v_1^2 + v_1 v_0 - 2 v_0^2}{3 (v_1 - v_0)},$$

В ситуации с длинными трубопроводами и не слишком быстрыми процессами, в уравнениях допустимо пренебречь первым членом $\rho_0 \frac{\partial v}{\partial t}$ (инерцией жидкости) в отношении ко второму члену, таким образом считать, как в случае стационарного потока, градиент давления сила трения жидкости на внутренней поверхности трубопровода:

$$\frac{\partial \hat{p}}{\partial x} \approx -b p_0 v(x, t).$$

В этих случаях система сводится к одному уравнению второго порядка – уравнению переноса скаляра (диффузии):

$$\frac{\partial \hat{p}(x, t)}{\partial t} = a^2 \frac{\partial^2 \hat{p}(x, t)}{\partial x^2},$$

**СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ
И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ**

где $a^2 = c^2 / b^2$ - постоянный коэффициент. В этом случае скорость потока определяется выражением:

$$\vartheta(x, t) = -\frac{1}{k}$$

В данной работе были рассмотрены одномерные дифференциальные изотермические нестационарные движения нефти в длинных трубопроводах в рамках модели И. А. Чарного [4] и ламинарного режима работы трубопровода Х. М. Гамзаева [2,3]:

$$-\frac{M^2}{S^2} \frac{\partial \rho}{\partial x} + \rho \frac{\partial \rho}{\partial x} - \rho P_{\xi} \delta(x - \xi) = -\frac{128\mu M}{\pi D^4},$$

Анализ данных [1-4] показывает, что используемые математические модели способны корректно предсказывать загрязнение атмосферы, резервуаров и почвы.

В частности, для непосредственного определения определения места утечки, мы предлагаем метод, который будет основываться на применении математической модели процесса движения сжимаемой жидкости по трубопроводу.

Литература

1. Рабинович Е. З. Гидравлика. М.: Недра, 1980. – 326с.
2. Гамзаев Х. М., Ширинов К. Ф. К выведению коэффициента гидравлического сопротивления.
3. Гамзаев Х. М. Некоторые проблемы трубопроводной транспортировки жидких углеводородов. – С. 14–34.
4. Чарный И. А. Неустановившееся движение реальной жидкости в трубах. 1975. –295 с.
5. Жуковский Н.Е. Сборник работ в 7-ми т. Т.III. Гидравлика. Прикладная механика. - 696 с.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС ЗАМЕНЫ ДОЛОТА ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИНЫ. РОТОР (УСТРОЙСТВО И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ)

Д.А. Кондратьев

Научный руководитель – профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. Бурение ствола скважины проводится с помощью вращающегося долота, на который действует постоянная осевая нагрузка. Для осуществления вращения долота применяется установленный на поверхности ротор. Ротор является многофункциональным оборудованием буровой установки. Помимо того, что он передает через бурильную колонну и ведущую трубу вращение долоту, он может удерживать на весу бурильную колонну, в случае, когда отсоединена талеваая система. Также ротор является опорным столом, применяемым для свинчивания и развинчивания труб при спуско-подъемных операциях, используется как стопорное устройство для свинчивания долота с УТБ и т.д. Для выполнения операций по смене долота в отверстие стола ротора вместо вкладышей применяются специальный пневматические клинья, на которые подвешивают бурильную колонну с помощью зажимных сухарей с насечкой, и затем навинчивают или отвинчивают бурильную свечу, находящуюся над ротором.

Для глубокого бурения чаще всего применяются шарошечные долота. Для данного вида долот характерен износ либо по вооружению, либо по опоре. Большой износ опор долота часто приводит к поломке долота, что может привести к серьезным последствиям. В частности, вызвать искривление ствола скважины, заклинивание колонны в скважине, скручивание и последующую поломку бурильных труб, соединений, скрепляющих их и т.д. Помимо этого, сразу после подъема колонны из скважины необходимо опустить на забой инструмент либо для извлечения останков неисправного долота, либо произвести разбуривание оставшихся деталей с помощью нового долота. Все эти процессы приводят к большим потерям времени, а также к преждевременному износу новых долот, в случае, если им приходится разбуривать останки старого долота. Ввиду этого, необходимо точно контролировать рабочее время опор шарошек до момента их полного износа.

Актуальность. По данным статистики, чаще всего долото выходит из строя именно из-за износа опор шарошек долота. Ввиду этого, контроль рабочего времени опор шарошек долота до их окончательного износа приобретает большое значение. Также менее частой причиной замены долота является износ его вооружения. Несмотря на это, необходимо учитывать этот вид износа в модели механического бурения.

Цель: исследовать технологический процесс замены долота, а также провести анализ эффективности имеющихся физико-математических моделей времени работы долота по опоре и вооружению.

Технологический процесс замены долота. Спуско-подъемные операции для бурильных труб с целью замены неисправного долота состоят из одних и тех же операций, повторяемых многократно. К машинным относятся только операций по подъемам свечи из скважины и порожнего элеватора. Оставшиеся операции являются частично ручными или полностью ручными, которые требуют больших затрат физических сил. К подъемным операциям можно отнести: посадку посадка колонны на элеватор; развинчивание резьбового соединения; установка свечи на подсвечник; спуск порожнего элеватора; перенос штропов на загруженный

элеватор и подъём колонны на высоту свечи. При спуске колонны осуществляются следующие операции: вывод свечи из-за пальца и с подсвечника; навинчивание свечи на колонну; спуск колонны в скважину; посадка колонны на элеватор; перенос штропов на свободный элеватор. Устройства, применяемые при захвате и подвешивании колонн бурильных труб, различаются по размерам и грузоподъемности.

С целью сокращения времени спуско-подъемных операций производится отвинчивание колонны бурильных труб с помощью свечей. В данном случае поднимают верхний конец трубы над столом ротора, сажают её на специальные клинья и закрепляют на элеваторе. После этого бурильную колонну поднимают на высоту свечи, сажают на специальные клинья, и затем производят отвинчивание свечей с помощью ключа АКБ. Затем рабочие заводят колонну за палец и ставится на подсвечник. В конце, когда операции по смене долота проведены, производят спуск бурильной колонны свечами до забоя скважины. Операции по отворачиванию и наворачиванию шарошечных долот выполняются с помощью поддолотника. Долото либо с помощью лебедки, либо вручную ставят на вкладыши ротора и наворачивают на УБТ или переводник. Во время замены долота происходит промывка скважины. Промывка происходит до тех пор, пока плотность закачиваемого и выходящего бурового раствора не станут равными.

Математические модели времени работы опоры долота. Все данные зависимости для времени работы опоры долота имеют одну и ту же структуру как в зарубежных, так и в отечественных моделях:

Модель Галле-Вудса-Лубинского: ([3], (США))

$$t_0 = \frac{S c_0}{n \bar{G}^i}$$

где: S - коэффициент, определяемый опытным путем, по аналогии с $K_{0.ш.}$, $S=1/K_{0.ш.}$,
 i - коэффициент, изменяющийся от прилагаемой осевой нагрузки, для рабочих $\bar{G} = 0,4 - 1,2$ ($i \approx 2$).

Модель фирмы "Тенесо Oil Cor.":

$$t_0 = \frac{B}{n \bar{G}^j}$$

где: B - постоянная подшипника, зависит от вида промывочной жидкости и типа долот.

Отечественная модель:

$$t_0 = \frac{K_{0.ш.}}{n \chi \bar{G}^\lambda}$$

где: $K_{0.ш.}, \chi, \lambda$ - коэффициент и показатели степени, которые зависят от конструкции долота, типа разрушаемой породы и т.п. В различных источниках данные параметры могут принимать разное значение, но $\chi \approx 1$, и всегда $\lambda > 1$.

Для времени работы опоры долота получим:

$$t_0 = \frac{B}{A G^{\beta_2} n^{\alpha_2} Q^{\gamma_2}}$$

В Российской Федерации при бурении смена долот чаще всего происходит именно из-за износа его опор, в то время, как вооружение долота ещё исправно. Поэтому уравнение для времени работы опор долота необходимо при разработке математической модели ТП бурения.

Математические модели времени износа вооружения долота. Шарошечные долота чаще всего применяются при глубоком бурении, ввиду этого зависимости для времени полного износа вооружения шарошек долота при различных условиях бурения и сочетания пары долото-порода имеют одинаковый вид как в отечественных, так и в иностранных математических моделях:

Модель Галле-Вудса-Лубинского: ([4], (США))

$$t_B = 3100 \frac{A}{(n)_1 (\bar{G})_1}$$

где: A - постоянный коэффициент износа вооружения при конкретных условиях бурения,

$(n)_1$ - функция, зависящая от частоты вращения долота,

$(\bar{G})_1$ - функция, зависящая от осевой нагрузки на долото.

Модель фирмы "Тенесо Oil Cor.":

$$t_B = \frac{\int_1^U f(D_2) dD_2 A (G_{max} - G)}{n^\alpha}$$

где: $f(D_2)$ - функция износа вооружения долота,

A - коэффициент абразивности, зависит от типа породы, конструкции долота и т.п.,

G_{max}, G - максимальная и рабочая нагрузки на долото,

α - степень пропорциональности v_m числу оборотов n_2 ($\alpha < 1$).

Отечественная модель:

$$t_B = \frac{1}{k_g n \bar{G}^2}$$

где: k_g - опытный коэффициент, зависящий от конструкции долота, физико-механических свойств породы и т.п.

Для времени работы вооружения долота получим:

$$t_B = \frac{D}{A G^{\beta_2} n^{\alpha_2} Q^{\gamma_2} F(t)}$$

Результаты исследования. Анализируя данные математические модели, можно выявить некоторые закономерности. Видно, что модель времени износа как для опоры, так и для вооружения долота является

**СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ
И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ**

степенной функцией от режимных параметров G и n с параметрическими коэффициентами, зависящими от типа бурового раствора, вида долота, физико-механических свойств породы и др. Уравнение имеет одинаковый вид как для отечественных, так и для зарубежных моделей. Для математической модели времени износа опоры долота рекомендуется добавить в зависимость $t_0 = f(G, n)$ параметр Q - расход бурового раствора в явном виде, а не в виде обобщенного коэффициента, учитывающего множество факторов - тип долота, вид породы и др.

Заключение. Произведено исследование технологического процесса замены долота, а также проанализированы основные математические модели времени работы долота. Можно сделать вывод, что как для опоры, так и для вооружения долота, математическая модель времени износа также является степенной функцией от режимных параметров G и n . Уравнения времени износа опоры и вооружения используются как накопительные функции для выполнения расчетов по определению затраченного долотом ресурса работы как по опоре, так и по вооружению, и в дальнейшем для определения времени подъема долота при достижении допустимых значений.

Литература

1. Цуприков Л.А. Интеллектуальная система адаптивного управления технологическим процессом бурения нефтегазовых скважин: Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук: 05.13.06 / [ГОУ ВПО "Кубанский государственный технический университет"]
2. Булатов А.И., Проселков Ю.М., Шаманов С.А. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин. Учебник. Издание: Недра, Москва, 2003 г., 1007 стр., УДК: 622.24:622.143 (075.8), ISBN: 5-8365-0130-0.
3. Беркунов В.С., Леонов Е.Г. Обобщенные формулы для определения оптимальных значений времени отработки долота и его проходки [Текст]. НТЖ "Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море" -М.: ВНИИОЭНГ, №10, 1999. -с. 20-21
4. Спициадель В.Н. Основы системного анализа: Учеб. пособие. - СПб.: "Изд. Дом "Бизнес-пресса", 2000 г. - 326 с. 20 см. -5000 экз. ISBN 58110-0025-1
5. Gupta S. K., Wahi P. Tuned dynamics stabilizes an idealized regenerative axial-torsional model of rotary drilling // Journal of Sound and Vibration. -- 2017. -- Jan. -- Т. 412. -- С. 457-473.

**АНАЛИЗ, МОДЕЛИРОВАНИЕ И ПОИСК СПОСОБОВ ОПТИМИЗАЦИИ ПРОЦЕССОВ
РАСТВОРЕНИЯ ПОЛИМЕРНЫХ РЕАГЕНТОВ ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН**

А.С. Королев, С.С. Чернев

Научный руководитель – профессор С.Н.Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день редко можно встретить скважину, при строительстве которой не использовались бы полимеры. В связи с этим их изучению и модернизации отводят большое количество времени и денежных средств. Однако в условиях промысла зачастую возникают проблемы при приготовлении буровых промывочных жидкостей. Частицы полимера слипаются, что приводит к неполному их растворению. В свою очередь это приводит к не достижению буровым раствором заданных технологических параметров и, как следствие, увеличению вероятности возникновения осложнений, а также потере полимера в системе очистки.

Цель исследования заключается в поиске способов оптимизации процесса растворения полимерных материалов при применении их в бурении нефтяных и газовых скважин. В данной работы определяются задачи: проведение обзора применяемых в бурении полимеров; анализ процессов и эффективности математических моделей растворения полимерных материалов; формулировка способов повышения скорости растворения полимеров.

Опыт исследования данных проблем показывает, что полимеры могут быть классифицированы на:

природные материалы;
модифицированные природные материалы;
синтетические материалы [1].

Наиболее часто используются модифицированные природные материалы. Его яркие представители – КМЦ и ПАЦ. Данные реагенты в буровых растворах преимущественно выполняют функции понизителей фильтрации и регуляторов реологических свойств.

Существует пять основных подходов к моделированию процесса растворения полимера:

Феноменологические модели с уравнениями Фика;
Модели с внешним массообменом как процессом, контролирующим процесс растворения полимера;
Модели релаксации стресса и молекулярные теории;

Анализ с использованием моделей переноса для законов набухания и законы масштабирования для «распутывания» цепей;

Модели континуума [2].

Для полимеров, используемых в бурении, процесс набухания длится сравнительно малый промежуток времени по сравнению со временем непосредственно растворения [3]. Таким образом, для описания процесса их растворения на первом этапе будет достаточным применение модели внешнего массообмена – модели Хиксона Кроуэла. Данная модель наиболее распространена в теории растворения и на данный момент применяется в том числе при исследовании растворения лекарственных средств [4].

Эта модель основана на базовом физическом предположении, что скорость растворения будет зависеть от площади поверхности полимера, соприкасающегося с растворителем. То есть, чем выше дисперсность порошка полимерного реагента – тем выше скорость растворения. Конечное уравнение представляется в виде:

$$F(t) = 1 - \left(1 - \frac{9a_0 m_0}{r_0 \rho} t\right)^3, \quad (1)$$

где $F(t)$ – функция, характеризующая долю растворившегося полимера; a_0 – коэффициент пропорциональности, зависящий от природы полимера, с/м^2 ; m_0 – масса полимера в загрузке, кг; r_0 – эффективный начальный радиус растворяющейся частицы полимера, м; ρ – плотность полимера, кг/м^3 ; t – время, с. Из (1) видно, что скорость растворения частицы полимера обратно пропорциональна ее эффективному радиусу, что подтверждает предположение о том, что увеличение степени дисперсности увеличит скорость растворения полимера. Однако, частицы полимера любого размера при контакте с водой образуют крупные агломераты (>5 мм) вследствие образования гидратной оболочки вокруг них. Появление таких агрегатов обуславливает уменьшение площади поверхности контакта полимера с растворителем, что, в свою очередь, увеличивает суммарное время растворения. Таким образом, необходимо замедлить процесс гидратации.

Полимеры, используемые в бурении, являются полярными и хорошо растворяются только в полярных растворителях. Исходя из этого был предложен способ диспергирования сухого полимера в неполярной жидкости, не вызывающей набухания и растворения полимера. Для первоначальных испытаний в качестве такой жидкости был выбран оксаль Т-92, который представляет собой продукт дополнительной переработки высококипящих побочных продуктов производства диметилдиоксиана, содержит примерно в равных количествах диоксановые эфиры и спирты и много- и одноатомных спирты.

При диспергировании полимера в оксале Т-92, последний равномерно обволакивает все частицы. За счет этого при попадании такого полимера в воду не наблюдается прежнего агрегатирования частиц, поскольку время до смыва пленки с их поверхности достаточно для распределения частиц на расстояние, на котором образование гидратной оболочки оказывает существенно меньшее влияние на дальнейший процесс растворения. Однако это время незначительно, что позволяет не учитывать его в модели в первом приближении.

Эксперименты показали существенный рост скорости растворения в результате применения суспендированного полимера. В опытах контролировался наиболее показательный технологический параметр бурового раствора – показатель фильтрации. Выбор именно этого параметра обусловлен его меньшей чувствительностью к пенообразованию в растворе, вызванном добавлением оксала Т-92, который проявляет слабые поверхностно-активные свойства в воде. Так, если бы была выбрана в качестве контрольного параметра вязкость, результаты были бы существенно искажены.

Экспериментальные данные отображены на рисунке 1. Из полученного графика видно, что образец полимера при его вводе в сухом виде снижает показатель фильтрации в полном соответствии с теоретической зависимостью – то есть по мере увеличения концентрации растворенного полимера показатель фильтрации изменяется экспоненциально. Но, картина кардинально меняется при вводе этого же полимера, предварительно диспергированного в оксале Т-92. В этом случае наблюдается резкое падение показателя фильтрации, свидетельствующее о возросшей скорости растворения полимера. Таким образом, за минимально фиксируемое время (в 5 минут) полимер полностью растворяется и значение показателя фильтрации становится постоянным и соответствующим данной концентрации.

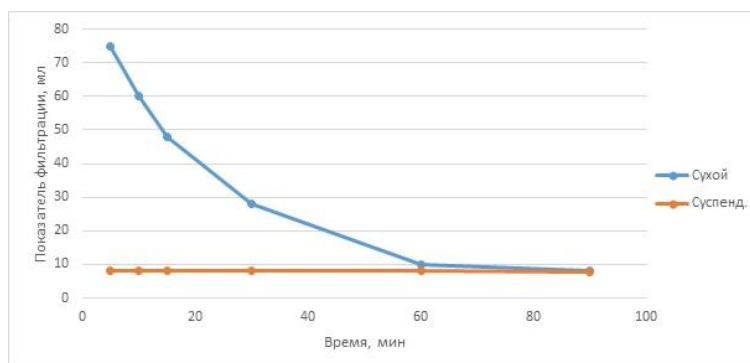


Рис. 1 Зависимость показателя фильтрации от времени растворения образцов полимера

Далее, в соответствии с приведенной выше математической моделью был подобран коэффициент пропорциональности a_0 , который бы наиболее полно соответствовал условиям эксперимента. Так, проведя ситовой анализ, из образца используемого полимера была отобрана фракция со средним диаметром 250 мкм. При вводе сухого полимера в модельный буровой раствор образовывались агрегаты со средним эффективным диаметром 2,5 мм. Плотность вещества полимера, согласно заявлению производителя, составляет 1,59 г/см³. В ходе эксперимента для каждого испытания бралась навеска полимера 2,5 г. Используя приведенные данные был подобран коэффициент a_0 , который составил 0,045. Полученная зависимость $F(t)$ представлена на рисунке 2.

**СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ
И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ**

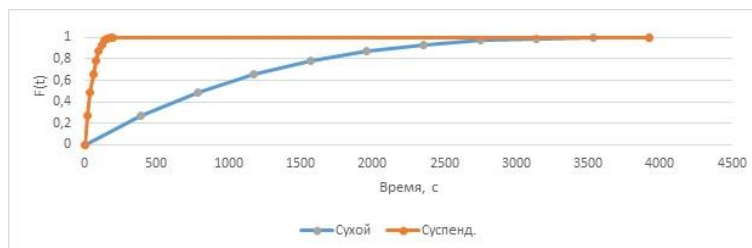


Рис. 2 Зависимости доли растворенного полимера от времени

Заключение. Исходя из анализа полученных результатов можно сделать вывод, что представленная математическая модель достаточно точно отражает моменты достижения полного растворения полимера. По модели время полного растворения полимера, введенного в сухом виде, составляет 65,4 мин, что практически соответствует экспериментальным данным. Аналогично для суспендированного полимера время составило 3,3 мин. Это подтверждает тот факт, что при данном вводе полимер растворяется менее, чем за 5 минут. Недостатком данной модели является то, что она не учитывает самой механики процесса растворения полимеров. Таким образом, дальнейшие работы в этой области будут направлены на формулировку фундаментальных уравнений процесса.

Литература

1. Caenn R., Darley HCH, Gray G. Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids / 7th Edition. – Gulf Professional Publishing, 2017. – 729 p.
2. Miller-Chou B., Koenig J. A review of polymer dissolution. Prog. Polym. Sci. 2003; 28:1223–1270.
3. Тагер А.А. Физико-химия полимеров, 4-е изд., перераб. и доп. Учеб. пособие для хим. фак. ун-тов / А. А. Тагер; под ред. А. А. Аскадского. - М.: Научный мир, 2007. - 573с.
4. Иванов С.И. Моделирование процессов растворения и деформации твердых тел с использованием параллельных вычислений: дис. ... канд. техн. наук. Рос. хим.-технол. ун-т им. Д.И. Менделеева, Москва, 2013

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕМПЕРАТУРНОГО ПОЛЯ ПОГРУЖНОГО ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯ В УСЛОВИЯХ ИЗМЕНЯЮЩЕЙСЯ ЧАСТОТЫ ПОДВОДИМОГО ТОКА И НАЛИЧИЯ ЗАГРЯЗНЯЮЩЕГО СЛОЯ

Р.К. Коротченко

Научный руководитель – профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Известно, что около 80 процентов добычи нефти в России осуществляется с помощью погружных электроцентробежных насосов (УЭЦН) [1]. Данное оборудование играет огромную роль в нефтяной отрасли. Поэтому задачи исследование этого оборудования, моделирование процессов, связанных с его работой, являются актуальными на сегодняшний день. В данной работе объектом исследования является составной элемент УЭЦН – погружной электродвигатель.

Цель работы: моделирование температурного поля электродвигателя, а также поведения этого поля при изменении частоты подводимого тока и образовании на поверхности двигателя загрязняющего слоя.

Режим работы установки контролируется и изменяется с помощью станции управления (СУ). На СУ можно регулировать частоту переменного тока, подводимого к ПЭД с поверхности. Мощность двигателя линейно зависит от частоты [2]:

$$N = N_{50} \cdot \frac{F}{50} (Bm) \quad (1)$$

Где: N – расчетная мощность; N_{50} – мощность при 50 Гц, F – частота Гц.

Изменение частоты для отечественных двигателей возможно в диапазоне 40 – 60 Гц [2]. Очевидно, что при изменении мощности будет изменяться количество теплоты, выделяемое двигателем. В связи с изменением выделяющегося количества теплоты будет изменяться температурное поле ПЭД.

В процессе эксплуатации ПЭД на его поверхности будет происходить осаждение смол, парафинов и др. Эти элементы будут образовывать на поверхности двигателя загрязняющий слой. Наличие загрязняющего слоя также будет приводить к дополнительному термическому сопротивлению, что, в свою очередь, приведет к нагреву двигателя.

Итак, для моделирования температурного поля ПЭД необходимо построить математическую модель на основе которой будет решаться задача, и задать конкретные численные параметры самого двигателя и среды, в которой он эксплуатируется. Для начала необходимо определить теоретические и физические предпосылки для решения. Для моделирования температурного поля необходимо допустить упрощения, а именно:

Предполагается, что погружной электродвигатель является однородным сплошным стальным цилиндром. Все процессы не зависят от времени – стационарны. Жидкость – омывающая двигатель – нефть.

Тогда задача решается на основе уравнения Пуассона [3]:

$$\nabla^2 t + \frac{q_v}{\lambda} = 0 \quad (2)$$

Где: q_v - объемная плотность внутренних источников теплоты, Вт/м³; λ - коэффициент теплопроводности материала цилиндра, Вт/(м*К).

Граничные условия. Данное уравнение записывается в цилиндрических переменных. Сами условия имеют вид [3]:

$$\begin{cases} r = 0; \left(\frac{dt}{dr}\right)_{r=0} = 0 \\ r = r_0; \left(\frac{dt}{dr}\right)_{r=r_0} = -\frac{\alpha}{\lambda}(t_c - t_{жс}) \end{cases} \quad (3)$$

Где: α - коэффициент теплоотдачи, Вт/(м²*К); t_c - температура поверхности цилиндра (стенке); $t_{жс}$ - средняя температура жидкости; r_0 - радиус цилиндра;

После интегрирования уравнений задачи имеем [3]:

$$t = t_{жс} + \frac{q_v r_0}{2\alpha} + \frac{q_v}{4\lambda}(r_0^2 - r^2) \quad (4)$$

С помощью уравнения (4) возможно рассчитать температурное поле двигателя при отсутствии загрязняющего слоя, в случае наличия такого слоя толщиной (δ) необходимо учесть дополнительное термическое сопротивление:

$$t = t_{жс} + \frac{Q}{2\pi l(r_0 + \delta)\alpha} + \frac{Q}{2\pi\lambda_1 l} \ln \frac{r_0 + \delta}{r_0} + \frac{Q}{4\pi l r_0^2 \lambda} (r_0^2 - r^2) \quad (5)$$

Где L –длина цилиндра.

Далее, необходимо задать условия среды, параметры скважины, среды и параметры самого двигателя.

В данной работе были взяты параметры скважины и среды близкие к реальным. После чего к данным условиям был подобран ПЭД с помощью методики П.Д. Ляпкина [4]. Часть необходимых параметров была взята из справочников [4,5,6]. Все параметры сведены в таблицу (Рис. 1):

Вт/(м*К)	Вт/(м*К)	Вт/(м*К)	Вт/(м*К)	l, м	N, Вт	КПД	G, м3/с
$\lambda_{\text{параф}}$	$\lambda_{\text{битум}}$	λ_1	λ				
0,267	0,47	0,3685	52	3,64	28000	0,845	0,001157407
$\rho_{ж}$, кг/м ³	ν , м ² /с	μ Па*с	$R_{\text{обс}}$, м	r_0 , м	α , Вт/м ² *К	C_p , Дж/(кг*К)	$t_{жс1}$, К
880	$2,3 \cdot 10^{-6}$	0,002024	0,08485	0,0585	210	2100	70

Рис. 1 Таблица данных для расчета

Где: $\lambda_{\text{параф}}$ - коэффициент теплопроводности парафина, $\lambda_{\text{битум}}$ – коэффициент теплопроводности битума, λ_1 – коэффициент теплопроводности загрязняющего слоя, λ – коэффициент теплопроводности ПЭД (сталь), l- длина, N – мощность, G – объемный расход жидкости, $\rho_{ж}$ - плотность жидкости (чистая нефть), ν – кинематическая вязкость жидкости, μ – динамическая вязкость жидкости, $R_{\text{обс}}$ - радиус проходного канала обсадной колонны, r_0 - радиус ПЭД, α - коэффициент теплоотдачи, C_p - удельная теплоемкость нефти, $t_{жс1}$ - температура жидкости под двигателем.

По приведенным данным с помощью (4), (5) был произведен расчет температурного поля. Расчет производился для различных значений частот (40, 45, 50, 55, 60 Гц) и различных значений толщины слоя (1-3 мм). В результате имеем данные (см. рис. 2,3):

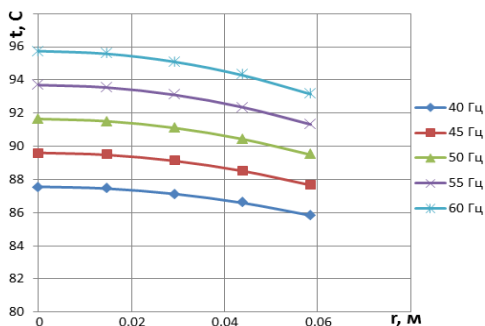


Рис. 2 График зависимости температуры двигателя от радиуса при разных частотах

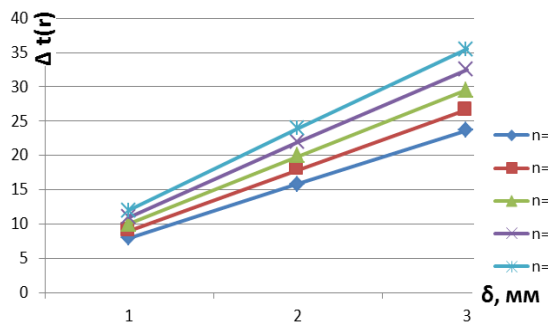


Рис. 3 Зависимости увеличения температуры в произвольной точке r внутри двигателя от толщины загрязняющего слоя при разных частотах

**СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ
И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ**

Заключение. По данным рисунка 2 имеем, что температура внутри ПЭД увеличивается с повышением частоты (примерно на 2 градуса каждые 5 Гц). Так же при увеличении частоты возрастает значение перегрева между осью двигателя и его стенкой. По данным рисунка 3 видно, что при работе на одной и той же частоте в случае оседания 1 мм загрязнителя температура поднимается довольно сильно (около 8 градусов). При увеличении частоты, прирост температуры возрастает, скорость прироста также увеличивается.

Таким образом, цель поставленная в работе была достигнута. Однако, стоит оговориться что расчет выполнен со значительными допущениями. Этот расчет может быть использован в качестве приближенного с целью дальнейших уточнений рассматриваемых процессов. Видно, что зависимости, полученные в работе, не противоречат технологическим данным производства.

Литература

1. Мищенко И.Т. Скиажинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. — М: М71 ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. — 816 с. ISBN 5-7246-0234-2.
2. Потапов А.В. Инструкция по запуску, выводу на режим и эксплуатации скважин оборудованных УЭЦН. - Томск: 2010.
3. Теплопередача. Учебник для вузов. / Исаченко В.П., Осипова В.А., Сукомел А.С., - 3 изд. - М.: Энергия, 1975.
4. Ляпков, П.Д. Подбор установки погружного центробежного насоса к скважине / П.Д. Ляпков Н.Н. – М.: МИНГ.
5. Купцов С.М. Температурное поле погружного электродвигателя скважинных насосных установок // Территория нефтегаз. - 2010. - №4. - С. 36 - 38.
6. Справочные материалы для решения задач по курсу "Тепломассообмен", Бухмиров В.В., Ракутина Д.В., Солнышкова Ю.С. и др. - Иваново: ГОУ ВПО «Ивановский гос- ударственный энергетический университет имени В.И. Ленина», 2009. (парафин, сталь)
7. weldworld.ru URL: <http://weldworld.ru/theory/summary/koefficient-teploprovodnosti.html> (дата обращения: 1.12.2017).

**АНАЛИЗ АБСОРБЦИОННОЙ ОСУШКИ ГАЗА С ПРИМЕНЕНИЕМ ВАКУУМНОЙ
РЕКТИФИКАЦИИ: РАСЧЕТ АБСОРБЕРА**

М.И. Крылов, Р.О. Курилович

Научный руководитель – профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Целью работы является рассмотрение метода абсорбционной осушки газа с использованием ректификаций насыщенных гликолей под вакуумом.

Использование природных ресурсов всегда имело большое значение для человека. Отсутствие полезных ископаемых на сегодняшний день и исключение их из человеческой жизни приведёт к катастрофическим последствиям. Для использования газа потребителем, необходимо осуществить ряд технологических процессов. Одним из таких является процесс осушки газа, который необходим, и в первую очередь, для предотвращения гидратообразования в магистральных газопроводах. На практике используются процессы абсорбционной и адсорбционной осушки. На сегодняшний день, возрастает количество месторождений, находящихся на 3 стадии разработки (стадия падающей добычи), что говорит о низком давлении и повышенным влагосодержанием продукции. Именно поэтому разрабатываются различные виды осушки газа, виды регенерации гликолей [2]. Для обеспечения требуемой точки росы газа по воде применяется ректификация насыщенного диэтиленгликоля под вакуумом, что позволяет улучшить работу установки регенерации. В ходе анализа рассматривается влияние вакуумной регенерации на изменение таких критериев как: капельный унос гликоля (ДЭГ) с газом; изменение концентрации регенерированного гликоля; изменение расхода регенерированного гликоля [1].

При расчёте тарельчатого абсорбера были выбраны тарелки колпачкового типа. Для колпачковых тарелок имеем следующую предельно допустимую скорость [5]: $w = 2,47$ м/с

Коэффициенты массопередачи определяют по уравнениям аддитивности фазовых диффузионных сопротивлений, в итоге имеем: [5]: $K_{yf} = 0,154$ кг/(м²·с)

Требуемое число тарелок[5]: $n = 63$

Гидравлическое сопротивление всех тарелок абсорбера[5]: $\Delta P_a = 23040$ Па

Анализ проводился в среде Aspen HYSYS V8.8, в основу анализа положено уравнение Пенга-Робинсона [3].

Стандартная форма уравнения состояния Пенга-Робинсона имеет вид:

$$P = \frac{RT}{V - b} - \frac{aa}{V^2 + 2bV - b^2}$$

, где P- давление в системе; V-молярный объём; R-универсальная газовая постоянная; T-температура газа; a, b-коэффициенты критических параметров; α -перекрестный коэффициент.

Был задан материальный поток, имеющий состав аналогичный составу на изучаемом месторождении:

Таблица 1

Химический состав газа, % объемные:

CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	He	Ar	N ₂	CO ₂	H ₂
98,3	0,1	0,1	0,02	0,02	1,2	0,2	0,02

Моделирование технологической схемы

Моделирующая схема имеет состав аналогичный схеме установки абсорбционной осушки месторождения и в среде выражена следующим образом (рисунок 1):

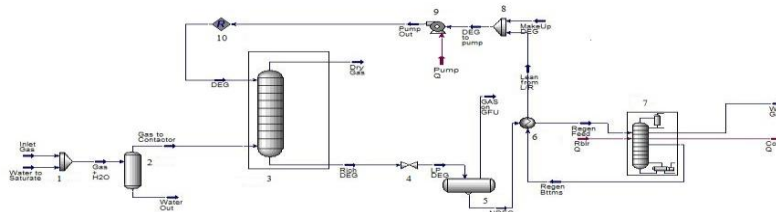


Рис. 1 – Моделирующая схема абсорбционной осушки газа с регенерацией гликоля

Получение критериев эффективности

Термобарические параметры в кубе регенерации составляют: температура = 155°С, давление 110 кПа.

Таблица 2

Критерии эффективности при атмосферной регенерации

Расход РДЭГа, кг/ч	3462,46
Концентрация РДЭГа, % масс.	94,54
Унос РДЭГа, г/ч	3,28

При использовании технологии вакуумной регенерации абсорбента, давление в кубе регенерации колонны равно 70 кПа, температура также принимается 155°С.

Таблица 3

Критерии эффективности при вакуумной регенерации

Расход РДЭГа, кг/ч	3462,72
Концентрация РДЭГа, % масс.	98,67
Унос РДЭГа, г/ч	2,19

Результаты осушки:

После абсорбционной осушки имеем следующий состав природного газа:

Таблица 4

Химический состав газа после осушки, % объемные:

CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	He	Ar	N ₂	CO ₂	H ₂
98,67	0,16	0,16	0,01	0,01	0,78	0,2	0,01

Анализ полученных данных:

Сравнивая показатели по таблицам 2 и 3 отмечаем, что замена технологии атмосферной регенерации на вакуумную, позволяет повысить выбранные критерии эффективности колонны. Положительное влияние отмечается по всем показателям.

Концентрация десорбированного ДЭГа увеличивается на 4,13 %, при этом увеличивается и расход на 0,26 кг/ч. Экономия чистого абсорбента составляет:

$$\Delta_{\text{ДЭГ}} = \frac{G_{\text{ДЭГ,Вак}} \cdot C_{\text{ДЭГ,Вак}}}{100} - \frac{G_{\text{ДЭГ,Атм}} \cdot C_{\text{ДЭГ,Атм}}}{100}, \text{ где}$$

$\Delta_{\text{ДЭГ}}$ – экономия чистого ДЭГа, кг/ч;

$G_{\text{ДЭГ,Вак}}$ – расход ДЭГа при вакуумной регенерации, кг/ч;

$G_{\text{ДЭГ,Атм}}$ – расход ДЭГа при атмосферной регенерации, кг/ч;

$C_{\text{ДЭГ,Вак}}$ – концентрация ДЭГа при вакуумной регенерации, %;

$C_{\text{ДЭГ,Атм}}$ – концентрация ДЭГа при атмосферной регенерации, %.

СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

$$\Delta_{\text{дэг}} = \frac{3462,72 \cdot 98,67}{100} - \frac{3462,46 \cdot 94,54}{100} = 143,2561 \text{ кг/ч}$$

Путём добавления абсорбента в систему достигается концентрации ДЭГа 99,2% масс. и расхода 3472 кг/ч на входе в абсорбер. Так как увеличивается концентрация и расход РДЭГа, то происходит экономия добавочного абсорбента, в случае атмосферной ректификации: расход составляет 10,23 кг/ч, а при вакуумной ректификации – 9,95 кг/ч. То есть экономия составляет 0,28 кг абсорбента в час или 2419,2 кг/год. Также отмечается уменьшение капельного уноса гликоля в процессе десорбции. Унос уменьшается на 1,09 г/ч или на 33,2 %. То есть экономия от сокращения уноса в год составляет 9,42 кг/год.

Общая экономия абсорбента. Экономия чистого ДЭГа + Экономия за счёт снижения добавочного ДЭГа + Экономия за счёт снижения уноса = 143,2561 + 0,28 + 0,00109 = 143,5372 кг/ч

Следовательно, в год экономия диэтиленгликоля составляет 1240162 кг/год. Это говорит о высокой эффективности введения вакуумного метода регенерации гликоля, который оказывает существенное влияние на процесс абсорбционной осушки газа в целом [4].

Литература

1. Journal of Separation Science // Volume 38, Issue 9 May 2015, pages 1441–1624;
2. Уэйлес С. Фазовые превращения в химической технологии. М.: Мир, 2010. 304 с.
3. Peng D.Y., Robinson D.B. A new two-constant equation of state // Ind. Eng. Chem. Fundam. 2011. 64 pages
4. Katz D.L., Firoozabadi A. Predicting phase behavior of condensate/crude oil systems using methane interaction coefficients. J. Pet. Tech. P. (November 2010). Pages 1 649 - 1 655
5. Николаев Г.И., Ханжунов Ю.М., Ухеев Г.Ж., Бадмацыренов Б.В., Ямпиллов С.С., Хараев Г.И., Хантургаев А.Г., Полякова Л.Е. Массообменные процессы: Учебное пособие. –Улан-Удэ: Изд-во ВСГТУ, 2005. – 238 с.

О ФУНДАМЕНТАЛЬНЫХ ПРОБЛЕМАХ ИССЛЕДОВАНИЯ ЗАДАЧ ТЕРМОДИНАМИКИ И ТЕПЛОМАССОПЕРЕНОСА В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Ле Тхи Тху Тхуи

Научный руководитель – профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время большинство математических моделей прогноза сложных процессов переноса тепла, массы и импульса в природе и технике требует использования дифференциальных уравнений.

Рассмотрим дифференциальное уравнение в частных производных второго порядка с двумя независимыми переменными, которое можно записать в следующем виде [1, 2]:

$$A(x, y)U_{xx} + 2B(x, y)U_{xy} + C(x, y)U_{yy} + a(x, y)U_x + b(x, y)U_y + c(x, y)U = f(x, y) \quad (1)$$

Подобно коническим сечениям, которые подразделяются на эллипсы, параболы и гиперболы, дифференциальное уравнение второго порядка (1) классифицируется в зависимости от знака выражения $B^2 - AC$ [2]: если $B^2 - AC > 0$ в некоторых точках, то уравнение относится к уравнению гиперболического типа в этих точках; если $B^2 - AC < 0$ в некоторых точках, то уравнение относится к уравнению эллиптического типа в этих точках; если $B^2 - AC = 0$ в некоторых точках, то уравнение относится к уравнению параболического типа в этих точках. Уравнение (1) относится к дифференциальному уравнению гиперболического типа, эллиптического типа или параболического типа в области σ , если оно соответственно гиперболично, эллиптически или параболично в всех точках данной области. Для приведения уравнения к каноническому виду необходимо выполнять следующие действия:

Определяем коэффициенты $A(x, y)$, $B(x, y)$, $C(x, y)$;

Вычисляем выражение $B^2 - AC$;

Определяем тип уравнения (1) в зависимости от знака выражения $B^2 - AC$;

Записываем уравнение характеристик: $A(x, y)dy^2 - 2B(x, y)dxdy + C(x, y)dx^2 = 0$; (2)

Решаем уравнения характеристик (2). Для этого необходимо:

5.1) разрешить уравнение (2) как квадратное уравнение относительно dy :

$$dy = \frac{B(x, y) \pm \sqrt{B^2 - AC}}{A(x, y)} dx \quad (3)$$

5.2) определить общие интегралы уравнений (3):

- для случая дифференциального уравнения гиперболического типа: $\varphi_1(x, y) = C_1, \psi_1(x, y) = C_2$ (4)

- для случая дифференциального уравнения параболического типа: $\varphi_2(x, y) = C$ (5)

- для случая дифференциального уравнения эллиптического типа: $\varphi_3(x, y) \pm i\psi_3(x, y) = C$. (6)

Вводим новые переменные ξ и η в уравнение:

- для случая дифференциального уравнения гиперболического типа в качестве ξ и η берут общие интегралы (4), то есть: $\xi = \varphi_1(x, y), \eta = \psi_1(x, y)$;

- для случая дифференциального уравнения параболического типа в качестве ξ берут общий интеграл (5), то есть $\xi = \varphi_2(x, y)$, в качестве η берут произвольную, дважды дифференцируемую функцию ψ_2 , не выражающуюся через $\varphi_2(x, y)$, то есть $\eta = \psi_2(x, y)$;

- для случая дифференциального уравнения эллиптического типа в качестве ξ и η берут вещественную и мнимую часть любого из общих интегралов (6):

$$\begin{aligned}\xi &= \operatorname{Re}(\varphi_3(x, y) + i\psi_3(x, y)) = \varphi_3(x, y), \\ \eta &= \operatorname{Im}(\varphi_3(x, y) + i\psi_3(x, y)) = \psi_3(x, y).\end{aligned}$$

Пересчитываем все производные, входящие в уравнение (1), используя следующие правила дифференцирования сложной функции:

$$\begin{aligned}U(\xi(x, y); \eta(x, y)), U_x &= U_\xi \cdot \xi_x + U_\eta \cdot \eta_x, U_y = U_\xi \cdot \xi_y + U_\eta \cdot \eta_y, \\ U_{xx} &= U_{\xi\xi} \cdot (\xi_x)^2 + 2U_{\xi\eta} \cdot \xi_x \eta_x + U_{\eta\eta} \cdot (\eta_x)^2 + U_\xi \cdot \xi_{xx} + U_\eta \cdot \eta_{xx} \\ U_{yy} &= U_{\xi\xi} \cdot (\xi_y)^2 + 2U_{\xi\eta} \cdot \xi_y \eta_y + U_{\eta\eta} \cdot (\eta_y)^2 + U_\xi \cdot \xi_{yy} + U_\eta \cdot \eta_{yy}, \\ U_{xy} &= U_{\xi\xi} \cdot \xi_x \xi_y + U_{\xi\eta} \cdot (\xi_x \eta_y + \xi_y \eta_x) + U_{\eta\eta} \cdot \eta_x \eta_y + U_\xi \cdot \xi_{xy} + U_\eta \cdot \eta_{xy}.\end{aligned} \quad (7)$$

Подставляем найденные производные из (7) в исходное уравнение (1) и приводим подобные слагаемые. В итоге уравнение (1) примет один из следующих видов:

- для случая дифференциального уравнения гиперболического типа: $U_{\xi\eta} + F_1(U_\xi, U_\eta, U, \xi, \eta) = 0$;
- для случая дифференциального уравнения параболического типа: $U_{\eta\eta} + F_1(U_\xi, U_\eta, U, \xi, \eta) = 0$;
- для случая дифференциального уравнения эллиптического типа: $U_{\xi\xi} + U_{\eta\eta} + F_1(U_\xi, U_\eta, U, \xi, \eta) = 0$.

В качестве примера дифференциального уравнения с частными производными второго порядка параболического типа рассмотрим уравнение теплопроводности, имеющее вид:

$$\frac{\partial T}{\partial \tau} = a \left(\frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} \right) + \frac{q_v}{c\rho},$$

где q_v – мощность внутренних объемных источников в теле, Вт; c – теплоемкость, Дж/(кг·К); ρ – плотность, кг/м³; $a = \lambda/(c\rho)$ – температуропроводность, м²/с.

В общем случае дифференциальное уравнение теплопроводности имеет бесконечное семейство решений. Для получения единственного решения, необходимо задать условия в начальный момент времени, данные о геометрии, в частности, условия симметрии, о теплофизических свойствах материала, условия на границах тела, а иногда и другие замыкающие задачу сведения. На практике наиболее встречаются следующие граничные условия для процесса теплообмена:

Граничные условия 1-ого рода (ГУ-1). Они задаются распределением температуры на поверхности тела в виде функции координат и (или) времени (рис.1): $T(x, y, z, \tau)|_{x, y, z = S} = f(x, y, z, \tau)$.

Граничные условия 2-ого рода (ГУ-2). Они заданы распределением плотности теплового потока на поверхности тела как функция координат и (или) времени:

$$q_{\text{нов}} = -\lambda \left(\frac{\partial T}{\partial n} \right)_s = f(x, y, z, \tau)_s.$$

Граничные условия 3-ого рода (ГУ-3). При этом тепловой поток воспринимается поверхностью тела согласно уравнению Ньютона (рис.2):

$$-\lambda \left(\frac{\partial T}{\partial n} \right)_s = \alpha (T(x, y, z, \tau)_s - T_c)$$

Граничные условия 4-ого рода (ГУ-4) имеют вид: $T_1(x, y, z, \tau)|_{x, y, z = S_1} = T_2(x, y, z, \tau)|_{x, y, z = S_2}$;

$$\lambda_1 \left(\frac{\partial T_1}{\partial n} \right)_{S_1} = \lambda_2 \left(\frac{\partial T_2}{\partial n} \right)_{S_2}.$$

Постановка краевых задач теплопроводности примерно представлена на рисунках ниже.

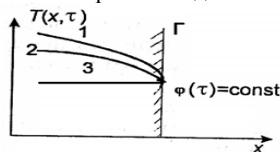


Рис. 1 Граничные условия первого рода: 1, 2, 3 – температуры в разные моменты времени, Г – граница тела.

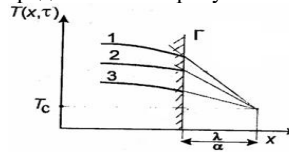


Рис. 2 Граничные условия третьего рода: 1, 2, 3 – температуры в разные моменты времени, Г – граница тела.



Рис. 3 Визуализация решения параболического уравнения

В результате решения конкретной задачи теплопроводности, ограниченной геометрией и теплофизическими свойствами тела, и условиями однозначности предположено получение графического решения данной задачи, как показано на рисунке 3.

Заключение. Для построения аналитических и численных решений дифференциальных уравнений в частных производных для задачи тепло – и массопереноса в нефтегазовой отрасли применяются основные методы [1-3]: метод преобразования Лапласа, метод функций Грина, метод разделения переменных (или метод Фурье) и другие методы интегральных преобразований. Поскольку на практике встречаются задачи гидродинамики и теплообмена с разными условиями, то для каждого случая необходимо выбрать правильный и эффективный метод его решения.

Литература

1. Boris Baeumer, Mihály Kovács, Harish Sankaranarayanan. Fractional Partial Differential Equations with Boundary Conditions. Journal of Differential Equations, 9 October 2017.
2. Головкин Е. А. Приведение к каноническому виду линейных уравнений в частных производных второго порядка: методическое указание. – Иркутск, 2008 г.
3. Огородник А. С. Уравнения математической физики: учебное пособие. – 2- изд. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 96 с.

ПОПЕРЕЧНЫЕ КОЛЕБАНИЯ ВАЛА ЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА

В.В. Масальцев

Научный руководитель – профессор А.К. Томилин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В нефтегазовом промысле, при заводнённых контурах нефтеносности через нагнетательные скважины, зачастую используются установки электроцентробежных насосов в качестве напорных агрегатов. Одной из важных причин выхода из строя подобного оборудования, работающего в условиях постоянного износа, являются вибрации. Вибрации – это резонансные колебания, достигаемые путем совпадения вынуждающих частот вращения вала насоса с частотой его собственных колебаний, которая зависит от материала, поперечного сечения, типа закрепления вала прочих условий. С точки зрения сохранения работоспособности и исправности оборудования следует избегать резонансных участков, которые могут если и не разрушить, то частично изогнуть вал, вследствие чего изменятся характеристики насоса. В данной работе рассматривается физическая модель вала насоса с учетом нахождения его в центробежном поле, рассматривается математическая модель вала, закрепленного с обеих сторон подшипниковыми опорами, решается реальная задача о нахождении резонансных частот вала насоса ЦНС-180 с использованием составленной математической модели.

Цель работы: исследовать поперечные колебания вала в поле центробежных сил.

Задачи:

1. Рассмотреть физическую модель гидродинамической вибрации центробежных насосов.
2. Построить математическую модель поперечных колебаний вала ЦНС
3. Предложить оригинальную математическую модель и построить ее решение.

В процессе эксплуатации насосы часто испытывают особый гидродинамический режим с последующей вибрацией всей конструкции. Это момент значительно осложняет эксплуатацию данных машинных агрегатов, так как это ведет к сокращению межремонтного периода насосов и повышению аварийности таких систем, в которых они используются [1].

Гидродинамическая вибрация у центробежных насосов, работающих на расчетных режимах, не представляет собой что-то особенное. Она встречается практически всегда, все насосы подвергаются ее воздействию без исключения, и она не вызывает опасности, так как часто принимается во внимание при разработке данных машин. Так же существуют довольно естественные конструктивные ограничения, не позволяющие обеспечивать насосным агрегатам в той же мере подходящие гидродинамические режимы во всем действительном диапазоне их подач – от нулевых значений до весьма больших. Подобные режимы работы насосов, не позволяющие возникать значительным вибрациям, конструктивно могут обеспечиваться только для довольно-таки малого интервала, учитывающего и именуемого рабочей зоной насоса [2].

Значительный уровень вибрация представленного вида имеет лишь тогда, когда насосы работают вне рабочей зоны. Тогда отрицательные последствия от такой вибрации образуются даже при кратковременной работе насосов в подобных режимах. Если по каким-то причинам насосы используются в подобных режимах продолжительное время, то последствия от вибрации могут стать не только негативными, но и весьма опасными [7].

Согласно теории малых линейных колебаний, возможно рассмотрение колебаний механической системы относительно ее статического равновесия, а именно без учета статической деформации системы. Рассмотрение системы под действием постоянных нагрузок может быть выполнено дополнительно, независимо от колебаний. Малые плоские изгибные колебания свободной балки описываются линейным дифференциальным уравнением в частных производных четвертого порядка [1,2]:

$$EJ \frac{\partial^4 u(z, t)}{\partial z^4} + m_0 \frac{\partial^2 u(z, t)}{\partial t^2} = 0. \quad (1)$$

Здесь t, x – время и пространственная координата, $u=u(t, x)$ – отклонение точки оси стержня с координатой x в момент времени t от положения равновесия (функция смещения),

EJ – жесткость материала балки при изгибе,

m – погонная масса балки.

Решение этого уравнения ищется в виде [4]:

$$u(z, t) = \sum_{i=1}^{\infty} X_i(z) (A_i \cos p_i t + B_i \sin p_i t). \quad (2)$$

Задача сводится к определению собственных частот колебаний вала и вынужденных колебаний, создаваемых радиальными силами вращения секций насоса на оси вала.

С учетом (1) из уравнения (2) получается уравнение для амплитудных функций:

$$\frac{d^4 X_i(z)}{dz^4} - \alpha_i^4 X_i(z) = 0, \quad (3)$$

$$\text{Где } \alpha_i^4 = p_i^2 m_0 / EJ. \quad (4)$$

Частота собственных колебаний вала в отсутствие вращения, примет следующий вид:

$$p_k = \frac{k^2 \pi^2}{L^2} \sqrt{\frac{EJ}{m_0}}, \quad \text{где } k \in Z. \quad (5)$$

Таким образом, в зависимости от параметра k имеем различные собственные колебания системы, частота которых при воздействии возбуждающей силы будет создавать резонанс с угловой скоростью вынужденных колебаний.

Для нахождения критических участков вращения вала положим, что $\omega = p$. Где ω – скорость вращения вала, p – частота собственных колебаний вала.

В результате, частота колебаний вала тем выше, чем больше значение параметра k . В общей сложности таких частот может быть бесконечное множество, соответственно существует бесконечное множество резонансных участков, повторяющихся с одинаковой периодичностью.

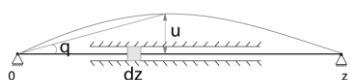


Рис. 1 Резонансные колебания при $K=1$

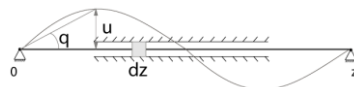


Рис. 2 Резонансные колебания при $K=2$

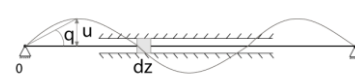


Рис. 3 Резонансные колебания при $K=3$

В представленной работе рассматривалась физическая модель гидродинамической вибрации центробежных насосов, на основе которой была построена математическая модель гармонических колебаний вала на базе центробежного насоса ЦНС-180. Математическая модель сводится к определению резонансных частот (собственных колебаний) вала с использованием крайних условий. Данные частоты характеризуют вибрация гидродинамического происхождения у центробежных насосов, эксплуатирующийся на нерасчетных режимах, в следствие чего возникают гидравлические потери энергии в насосе. Установлено, что негативные последствия возникают даже при недолговременной работе насосов в таких режимах. Если по каким-либо обстоятельствам насосы эксплуатируются в подобных режимах длительное время, то последствия от вибрации могут стать не просто негативными, но и опасными.

Литература

1. Бидерман В.Л. Теория механических колебаний / В.Л. Бидерман. – М.: Высшая школа, 1980. – 148-158 с.
2. Бабаков И.М. Теория колебаний / И.М. Бабаков. – М.: Дрофа, 2004. – с. 255-265.

**СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ
И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ**

3. Тихонов А.Н. Уравнения математической физики / А.Н. Тихонов, А.А. Самарский. – М.: Наука, 1966. – 724 с.
4. Томилин А.К. Методические указания по теории колебаний упругих стержней / Томилин А.К., Курильская Н.Ф. – Алма-Ата, изд. КазГУ, 1989. – 9-15 с.
5. Светлицкий В.А., Стасенко И.В. Сборник задачи по теории колебаний. М., «Высшая школа», 1979.
6. Питолин В.Е. Построение математической модели процесса возбуждения динамических составляющих поперечных сил в рабочем колесе центробежного насоса / Питолин В.Е. - Полоцкий государственный университет, 2011 – 5с.
7. Перевощиков С. И. Гидродинамика центробежных насосов. - Тюмень: Изд-во Тюменск. нефтегаз. ун-та, 2002. – 160 с.

**ОБ ОСОБЕННОСТЯХ РАСЧЕТА АКУСТИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЭФФЕКТИВНУЮ
ВЯЗКОСТЬ НЕФТИ В КАНАЛАХ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИНЫ**

М.О. Плотников

Научный руководитель – профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. Метод повышения нефтеотдачи пласта с помощью акустического воздействия является одним из основных методов интенсификации добычи нефти. Акустические методы интенсификации добычи нефти основаны на разных физических процессах, протекающих или создаваемых в призабойной зоне под воздействием ультразвука. Исследование этих процессов позволяет выявить основные физические механизмы акустического воздействия, одним из которых является нелинейное взаимодействие ультразвуковой волны с жидкостью, заполняющей пористую структуру коллектора.

Пористая структура нефтяного пласта состоит из множества каналов, трещин, капилляров, соединяющих полости и обеспечивающих перетекание их жидкого содержимого. Задачей ультразвукового воздействия является стимуляция различными способами этого течения с целью увеличения выхода конечного продукта из ствола скважины. В общем случае акустическая волна имеет сферический (в случае точечного источника) или цилиндрический (для протяженной нитевидной генерации) фронт (рис.1).

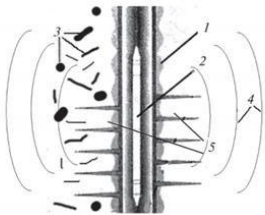


Рис. 1 *Схема взаимодействия ультразвука с пористой структурой нефтяного пласта при акустической стимуляции скважин*
1 – цементный камень; 2 – погружное устройство; 3 – пористая структура пласта (каналы, трещины, капилляры, поры); 4 – фронт перемещающейся акустической волны; 5 – перфорационный каналы.

5 жидкость перетекает в перфорационный канал по капилляру 3 под действием перепада давления Δp на концах капилляра.

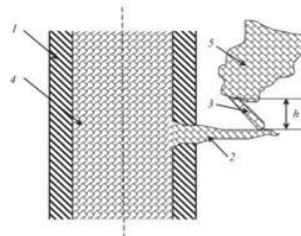


Рис. 2 *Схема структуры призабойной скважины, в которой возможна УЗ интенсификация течения жидкости*
1 – стенка обсадной трубы; 2 – перфорационный канал; 3 – соединительный капилляр; 4 – флюид в

Расчеты по скважине; 5 – полость с жидкостью. взаимодействие ультразвука с жидкостью, находящейся в каналах, трещинах, капиллярах, порах призабойной зоны скважины, проведены для одномерной плоской ультразвуковой волны, длина волны λ существенно превышает радиус каналов.

При описании распространения акустической волны в твердотельном материале структуры пласта необходимо исходить из уравнения упругости, учитывающего его вязкость и теплопроводность, для вектора U соответствующего смещения [1]:

$$\rho_0 \partial_{tt}^2 U = \left[\rho_0 (c_l^2 - c_n^2) + \zeta_0 + \frac{\eta_0}{3} \right] \nabla \operatorname{div} U + (\rho_0 c_n^2 + \eta_0) \Delta U - \frac{E\alpha}{3(1-2\sigma)} \nabla T \quad (1)$$

и уравнения теплопроводности в твердом теле для температуры T [1]:

$$C_V \partial_t T + \frac{C_P - C_V}{\alpha} \partial_t \operatorname{div} U = \chi \Delta T \quad (2)$$

где ρ_0 – плотность материала; c_l и c_n – скорости соответственно продольных и поперечных колебаний в твердом теле; E – модуль Юнга; σ – коэффициент Пуассона; C_P и C_V – теплоемкости при постоянных соответственно давлении и объеме; ζ_0 и η_0 – коэффициенты первой и второй вязкости; α – коэффициент теплового расширения материала; χ – коэффициент теплопроводности.

Если направление распространения акустической волны выбрать вдоль оси z , а источник излучения поместить в начало координат $z = 0$, то граничное условие для смещения U продольной волны будет представлено следующим равенством [1]:

$$U(z = 0, t) = U_m \exp(-i\omega t) \quad (3)$$

где U_m – амплитуда смещения на выходе источника излучения; ω – частота колебаний источника.

Когда акустическая волна встречает на своем пути полость, заполненную жидкостью плотностью ρ , она через колебания стенок вызывает возмущения в жидкой среде, характеризуемые скоростью v . Система уравнений Навье-Стокса для таких возмущений состоит из двух уравнений. Одно – соотношение непрерывности:

$$\partial_t \rho + \operatorname{div}(\rho v) = 0 \quad (4)$$

другое — уравнение движения жидкости:

$$\partial_t v + (v \nabla) v - \vartheta \Delta v = -\nabla \frac{p}{\rho} \quad (5)$$

где p – давление в жидкости; ϑ – кинематическая вязкость ($\vartheta = [3\zeta_0 + 4\eta_0]/3\rho$).

При расчете воздействия ультразвука на свойства жидкости будем исходить из уравнения Навье-Стокса (5), записанного как для стационарного движения жидкости со скоростью v , так и для быстрых колебаний под воздействием ультразвука, происходящих с известной частотой ω и скоростью u , зависящей от задаваемой амплитуды ξ ультразвуковых колебаний [1]:

$$\begin{aligned} (u \nabla) u &= \nabla p + \mu \Delta v \\ \rho \partial_t u &= i k p_0 e^{-i\omega t + i k r} + \mu \Delta u, \quad \xi = \frac{k p_0}{(\rho \omega)^2} \end{aligned} \quad (5) \text{ и } (6)$$

где k – волновой вектор ультразвуковых колебаний, связанный с их длиной волны в жидкости соотношением $\lambda = 2\pi/k$; p_0 – амплитуда высокочастотного давления, представляющая собой ту часть устанавливаемой ультразвуковым генератором величины, которая дошла до рассматриваемой полости в уменьшенном из-за диссипации виде; p – стационарное давление, создаваемое внешними силами; μ – динамическая вязкость; r – пространственная вектор-координата (черта сверху означает усреднение по времени за период колебаний $T_s = 2\pi/\omega$).

Рассмотрим, как изменяется формула течения Пуазейля при ультразвуковом воздействии на жидкость в цилиндрической полости радиусом R . Будем считать, что координата z направлена вдоль оси цилиндра (длину этой трубы обозначим L). Это означает, что для стимулирующей акустической волны, падающей под углом β к этой оси, вместо волнового числа k следует использовать проекцию волнового вектора $k \cos \beta$ на эту ось. Рассмотрим случай, когда $kR \ll 1$ и $k \ll \kappa_s$. Тогда из (6) можно записать [1]:

$$v = \left\{ \frac{\Delta p}{L} + \rho \xi^2 \omega^2 \kappa \right\} \frac{1}{4\mu} (R^2 - r^2) \quad (8)$$

Расход флюида Q определим по формуле [1]:

$$Q = \int_0^R r dr \int_0^{2\pi} d\varphi v = \frac{\pi R^4}{8\mu} \left(\frac{\Delta p}{L} + \rho \xi^2 \omega^2 \kappa \right) \quad (9)$$

где φ — азимутальная переменная в цилиндрической системе координат.

Как видно из (9), ультразвук эффективно увеличивает текучесть жидкости, повышая ее расход. Разделяя расход флюида на спонтанную Q_0 и вынужденную Q_s (связанную с ультразвуковым воздействием) части, выражение (9) можно записать в следующем виде [1]:

$$Q = Q_0 + Q_s, \quad Q_0 = \frac{\pi R^4}{8\mu} \frac{\Delta p}{L}, \quad Q_s = \frac{\pi R^4 \rho}{8\mu} \xi^2 \omega^2 \kappa \quad (9)$$

Введя эффективную вязкость $\mu_{\text{эф}}$, учитывающую влияние ультразвука в форме, позволяющей сохранить стандартный вид формулы Пуазейля, в которой вместо μ фигурирует $\mu_{\text{эф}}$, получим [1]:

СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

$$Q = Q_0 \frac{\mu}{\mu_{эф}}; \mu_{эф} = \frac{\mu}{1 + \frac{Q_s}{Q_0}} \quad (10)$$

Из (10) видно, что эффективная вязкость всегда меньше того значения, которое свойственно невозмущенной жидкости, т. е. $\mu_{эф} < \mu$. Это указывает на увеличение переноса жидкости в присутствии ультразвука.

Рассмотренный механизм ускорения переноса жидкости в поле акустической волны носит характер прямого действия (процесс возникает непосредственно на месте реализации эффекта). Это отличает его от таких способов восстановления скважин, как использование акустического течения, которое создается внутри ствола между поверхностями обсадной трубы и погружного устройства, а возникающее вихревое движение оказывает действие уже в призабойной зоне. Поэтому применение данного эффекта наиболее эффективно в локальных местах, где влияние других методов воздействия значительно слабее.

В работе были рассмотрены особенности расчета акустического воздействия на эффективную вязкость нефти при проведении интенсификации добычи углеводородного сырья, в итоге была получена зависимость, которая наглядно показывает, каким образом изменение вязкости нефти под воздействием акустических процессов влияет на расход флюида.

Литература

1. Прачкин В.Г. Повышение продуктивности скважин методом акустического воздействия на высоковязкие нефти в каналах призабойной зоны скважины [Текст] / М.С. Муллакаев, Д.Ф. Асылбаев // Химическое и нефтегазовое машиностроение. – 2014. №9. – С. 15-19

РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНОГО МОДУЛЯ ПРОГНОЗНЫХ ЗНАЧЕНИЙ ДЛЯ НЕФТЕПРОВОДА

Я.С. Свиридова

Научный руководитель – доцент М.Ю. Земенкова

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

В современных автоматизированных системах контроля и управления применяется пакет программ SCADA. Это система диспетчерского управления, осуществляющая сбор и хранение данных в режиме реального времени. Данные системы осуществляют долгосрочное хранение данных, а также включают в себя элементы контроля и управления, анализа, сигнализации и оповещения об авариях. Основные структурные элементы SCADA представлены на рис. 1 [1].

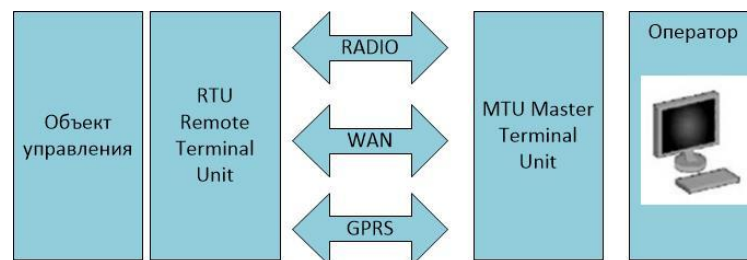


Рис. 1 Основные структурные элементы SCADA

Элемент RTU (удаленный терминал) подключается к объекту управления. В качестве RTU могут служить различные датчики, либо вычислительный комплекс, который осуществляет еще и анализ принимаемых данных. Основная функция данного элемента – это получение данных о состоянии объекта (величина температуры, давления и т. п.)

MTU (главный терминал) – это диспетчерский пункт управления, основной задачей которого является обработка полученных данных и осуществление управления в режиме реального времени. Данный элемент предполагает наличие человеко-машинного интерфейса и может состоять как из одного компьютера, так и из нескольких систем, объединенных в единую сеть.

Для связи элементов RTU и MTU служат каналы связи, например RADIO, WAN, GPRS и другие. Так же могут использоваться дублированные линии, подключаемые к нескольким сетям [2].

На рис. 2 представлен интерфейс управления магистральным насосным агрегатом в операторской НПС.

С помощью данной системы можно контролировать следующие параметры МНА: готовность к режиму дистанционного управления, состояние насосного агрегата (включен/выключен), насосный агрегат в режиме горячего резерва, отказ насосного агрегата (общий сигнал), давление на входе и нагнетании, задание уставки на входе и выходе и т. д. [5].

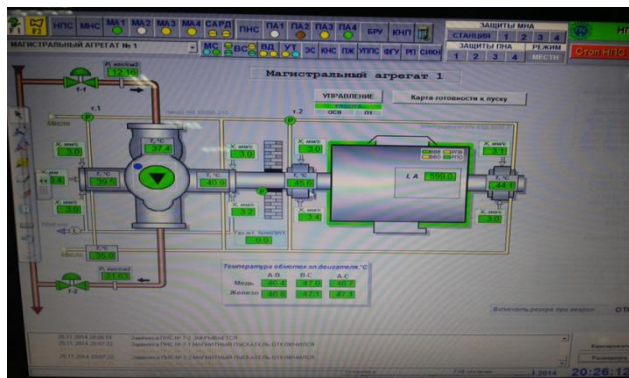


Рис. 2 Интерфейс управления МНА

Основные элементы программного модуля: математическое ядро и база данных, система связи элементов, система ввода/вывода, графический интерфейс, система архивирования (рис.3).

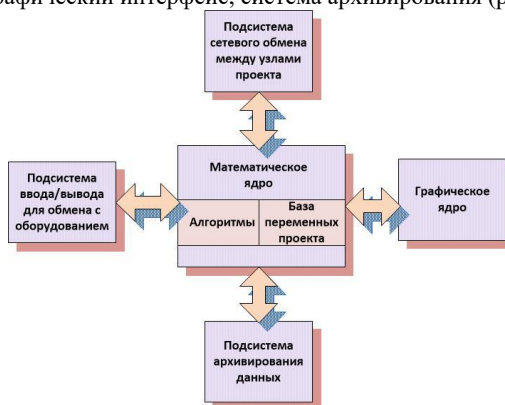


Рис. 3 Основные элементы программного модуля

За математическое ядро принят алгоритм расчета прогнозных значений статистическими методами [3,6]. Данный метод предсказывает нахождение параметра n в области определенных значений в течение промежутка времени t . При выходе параметра за пределы допустимых значений автоматизированная система контроля и управления выводит на экран состояние параметра и степень угрозы [4]. Данный программный модуль должен быть встраиваемый в существующую систему контроля и управления и иметь с ней общую базу данных, систему архивирования, каналы связи и систему ввода/вывода. Проект графического представления данного модуля представлен на рисунке 4.

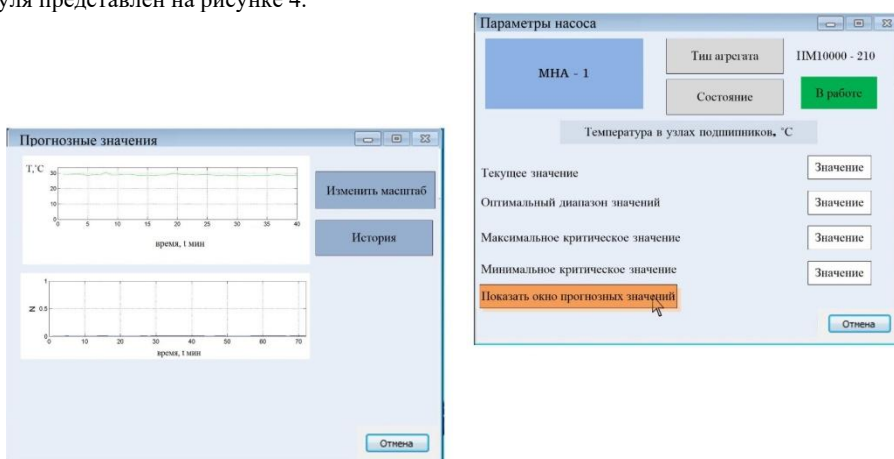


Рис. 4 Проект графического интерфейса модуля прогнозных значений

Литература

1. Втюрина В.А. Автоматизированные системы управления технологическими процессами. Основы АСУТП: Учеб. пособие для вузов / Под ред. КТН Санкт-Петербург, 2006.
2. Брюханов В.Н., Косов М.Г., Протопопов С.П. и др.; Под ред. Ю.М. Соломенцева Теория автоматического управления»: Учеб. для машиностроит. спец. вузов. – 3-е изд., стер. – М.: Высш. шк.; 2000.

**СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ
И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ**

3. Земенкова М.Ю. Системный мониторинг показателей надежности объектов с использованием методов системного анализа технологических параметров трубопроводного транспорта: автореф. дис. ... канд./д-ра техн. наук. Тюм. гос. нефтегаз. университет, Тюмень, 2007
4. Земенков Ю. Д., Моисеев Б. В., Илюхин К. Н., Налобин Н. В. Математическая модель температурного режима трубопроводов в вечномерзлых грунтах//Известия вузов. Нефть и газ. -Тюмень, 2012, № 4. -С. 96-99.
5. Земенкова М.Ю., Сероштанов И.В., Курушина В.А., Торопов С.Ю., Земенков Ю.Д. Мониторинг надежности нефтегазового объекта с применением методов системного анализа // Территория Нефтегаз. -2013, № 10. -С. 80-86.
6. Костров В.А., Земенкова М.Ю., Соколов С.М., Чекардовский С.М., Рябков А.В. Разработка экспертной системы оценки показателей надежности оборудования трубопроводного транспорта углеводородов//Фундаментальные исследования. -Пенза: Издательский Дом «Академия Естествознания», №10, 2015.-С.274-278

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК НА
НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДАХ**

А.А. Серебрянников, Б.О. Шагдуров

Научный руководитель – профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В нефтегазовой отрасли в последнее время наблюдается заметное повышение интереса к применению полимерных добавок в трубопроводном транспорте нефти и нефтепродуктов. Так называемые противотурбулентные присадки (ПТП) уже не первый год помогают решать проблемы магистральных трубопроводов, используемых для транспорта нефтепродуктов. Одной из причин распространения данной технологии является достаточно высокая эффективность их применения, а также легкость монтажа используемого оборудования в минимальный промежуток времени, что позволяет сэкономить значительные денежные ресурсы.

Цель работы: рассмотреть современные методы применения противотурбулентных присадок в нефтегазовом производстве, а также определить оптимальные значения концентраций рассматриваемого продукта для достижения необходимого увеличения производительности перекачки нефтепродуктов по существующим трубопроводам

Известно большое число теорий, объясняющих действие противотурбулентных присадок на поток жидкости в трубопроводах, но наибольшей популярностью пользуется модель образования флуктуационного слоя у стенок трубопровода [1]. Данная модель подразумевает образование специфического слоя полимера, который гидродинамически активен, у стенок трубы в следствие увеличения скорости потока жидкости. Данный слой движется в одно время со средой в трубопроводе. Этой причиной и объясняется снижение эффекта присадок из-за их разрушения по длине трубопровода.

В промышленных условиях во время применения ПТП проявляется так называемый «эффект насыщения» [2]. Он характеризуется тем, что при повышении концентрации присадок, закачиваемых в трубопровод, обязательно возникнет момент, когда увеличение концентрации приведет не к уменьшению гидравлического сопротивления, а к его увеличению. В результате этого наблюдается уменьшение расхода поток и его скорости течения. Эффективность присадки при достижении значений концентраций выше оптимальных резко снижается, что объясняется утолщением пристенного слоя и возрастанием вязкости.

Применяемые на производствах ПТП делятся на две группы: присадки дисперсионные и присадки гелевые.

При определении эффективности применения ПТП необходимо учитывать фактическое значение шероховатости ϵ , которое определяется по данным эксплуатационных режимов без использования ПТП [3].

Рассмотрим линейный участок трубопровода, в начале которого предусмотрен узел ввода ПТП, длиной L , диаметром D , по которому перекачивается жидкость плотность ρ со скоростью w_0 . Давление в начале и конце участка при рассматриваемом режиме перекачки регистрируются манометрами p_1 и p_2 соответственно.

Эффективность противотурбулентной присадки может быть найдена по следующей формуле

$$\psi(C) = \left(1 - \frac{h_{ПТП}}{h_{расч}} \right) \cdot 100\%$$

где $h_{ПТП}$ – потери напора на трение при перекачке продукта с противотурбулентной присадкой;
 $h_{расч}$ – потери напора на трение при перекачке продукта без противотурбулентной присадки;

$$h_{ПТП} = \frac{\Delta p}{\rho g} - \Delta z;$$

$$h_{расч} = 1,02 \lambda_0 \frac{L}{D} \cdot \frac{w_0^2}{2g}.$$

где λ_0 – коэффициент гидравлического сопротивления без присадки;
 Δp – перепад давления на трение.

В работе оценивалась эффективность двух противотурбулентных присадок: Necadd-447 от зарубежного производителя «M-I Finland Oy» и M-FLOWTREAT от отечественного производителя «Миррико Сервис».

Все параметры и рассчитанная эффективность сведены в таблицы (Рис. 1 и Рис. 2):

Расход $Q, \text{ м}^3/\text{ч}$	Плотность $\rho, \text{ кг}/\text{м}^3$	Кинематическая вязкость $\nu, \text{ мм}^2/\text{с}$	Потери давления на трение, $\Delta p, \text{ МПа}$	Концентрация присадки $C, \text{ ppm}$	Число Рейнольдса Re	Эффективность присадки, %
Участок НПШ №1						
$L=111 \text{ км}, \Delta z=-8,6 \text{ м}, D_3=513,4 \text{ мм}, \epsilon=0,00018$						
1489,2	838,4	3,66	4,20	7,5	279908	29,8
1523,3	850,1	4,36	4,54	8,0	240694	29,7
1503,0	848,9	4,67	4,34	8,5	221368	31,7

Рис. 1 Результаты определения эффективности ПТП Necadd-447

Расход $Q, \text{ м}^3/\text{ч}$	Плотность $\rho, \text{ кг}/\text{м}^3$	Кинематическая вязкость $\nu, \text{ мм}^2/\text{с}$	Потери давления на трение, $\Delta p, \text{ МПа}$	Концентрация присадки $C, \text{ ppm}$	Число Рейнольдса Re	Эффективность присадки, %
Участок НПШ №4						
$L=130,52 \text{ км}, \Delta z=-1,3, D_3=512,7 \text{ мм}, \epsilon=0,0001$						
1232,8	833,7	3,91	3,34	5,1	216835	30,1
1232,8	834,2	4,10	2,51	9,7	207314	47,7
1231,0	831,8	4,07	2,17	14,0	208645	54,6

Рис. 2 Результаты определения эффективности ПТП M-FLOWTREAT

По приведенным данным [с помощью (1) – (3)] был произведен расчет эффективности используемых присадок. Затем были построены зависимости эффективности ПТП от ее концентрации, представленные на Рис. 3 и Рис. 4.

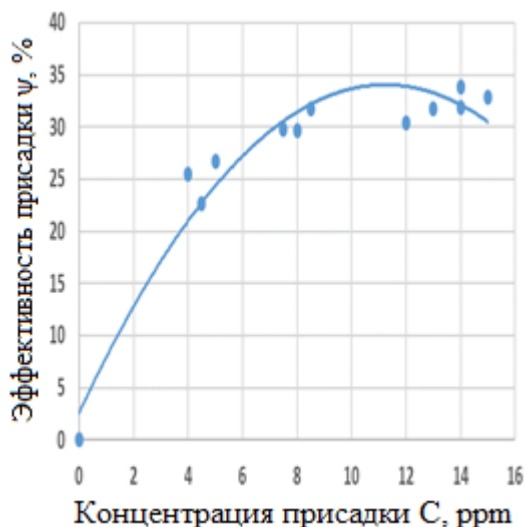


Рис. 3 Зависимость эффективности ПТП Necadd-447 от ее концентрации

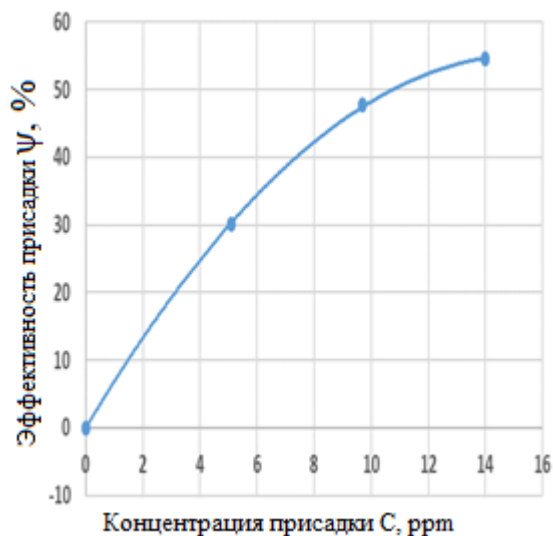


Рис. 4 Зависимость эффективности ПТП M-FLOWTREAT от ее концентрации

Анализ эффективности применения противотурбулентных присадок с целью уменьшения гидравлического сопротивления потока подтвердил теоретические данные, по которым уменьшения сопротивления тем больше, чем выше концентрация закачиваемых присадок. В работе представлен анализ эффективности применения присадок при их вводе у стенки в зоне, в которой поток гидродинамически установившийся и значениями вихревых пульсаций турбулентного слоя пренебрегли. В следствие чего возникает необходимость постановки задачи, учитывающей зависимость эффективности присадки от турбулентной вязкости потока и пространственной ориентированности вихревых образований. Также требуется рассмотрение скорости диссипации и пространственной картины развития потока по длине канала.

**СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ
И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ**

Литература

1. Валиев, М.И. К вопросу о механизме действия высокомолекулярных полимерных противотурбулентных присадок // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2013. - №3. - С. 11-18.
2. Макаров, С.П. Обобщение результатов применения противотурбулентной присадки Necadd-447 при трубопроводном транспорте дизельных топлив // Технологии нефти и газа. - 2008. - №1. - С. 44-46.
3. Муратова, В.И. Оценка влияния ПТП на гидравлическую эффективность нефтепродуктов: дис. канд. тех. наук: 25.00.19. - Уфа, 2014. - 148 с.
4. Белоусов, Ю.П. Противотурбулентные присадки для углеводородных жидкостей / Ю.П. Белоусов. – Новосибирск: Наука, 1986. – 145 с.
5. Абросимов, Ю.Г. Эффект аномального снижения гидравлического сопротивления при введении в поток воды линейных высокомолекулярных полимеров // Интернет-журнал "Технологии техносферной безопасности". - 2009. - №1. - С. 1-5.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕЧЕНИЯ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ И ОЦЕНКА ПОТЕРЬ
ДАВЛЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД**

М.А. Сухарев, А.Д. Фензель

Научный руководитель – профессор С. Н. Харламов

Национальный Исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Многолетнемерзлые породы (ММП) - это породы, которые постоянно находятся в условиях отрицательных температур. Распространение многолетней мерзлоты характерно для Сибири и Урала, где температура варьирует в пределах [-20; -10] °С. Вопрос изучения распространения зон вечной мерзлоты и растепления стоит при проектировании и строительстве скважин. При длительной или неправильной эксплуатации скважин многолетнемерзлые породы могут менять свои прочностные свойства в результате растепления, что, в свою очередь, может привести к аварийным ситуациям.

Растепление многолетнемерзлых пород происходит только при передаче ей количества тепла, достаточного для нагрева связывающего породу льда от естественной температуры до 0 °С и для его перехода в жидкое состояние. Для сохранения отрицательной температуры стенок скважины применяют различные буровые агенты — от охлажденного воздуха и буровых растворов до устойчивой пены. Согласно ПБНиГП, при бурении интервалов многолетнемерзлых пород не допускается использовать воду в чистом виде, во избежание замерзания раствора при длительном прекращении промывки, но проблему предупреждения замерзания раствора приходится решать и при использовании буровых растворов на водной основе.

Одним из возможных решений данной проблемы видится использование переохлажденных растворов солей, в частности, хлоридов натрия и кальция. Температура замерзания солевого раствора определяется концентрацией соли в растворе и для NaCl может достигать значения минус 21,2°С, раствор хлорида кальция CaCl₂ может не замерзать до температуры минус 55°С, что позволяет применять его в более суровых условиях. При увеличении концентрации соли в растворе увеличивается не только его плотность, но и такие теплофизические свойства, как динамическая и кинематическая вязкость водных растворов. При охлаждении раствора хлорида кальция с 20 до минус 55°С его динамическая вязкость может увеличиться в 18 раз, а кинематическая — в 25 раз.

Цель работы: исследование восходящего потока промывочной жидкости в скважине в процессе бурения.

Физическая модель: восходящий поток бурового раствора в процессе роторного бурения, характеризующийся циркуляцией бурового раствора внутри бурильной колонны, вращающейся с частотой ω , и снаружи, в кольцевом пространстве между бурильной трубой и стенкой скважины (рис. 1). Область исследования задачи ограничена технологическими параметрами, характеризующие бурение интервалов под эксплуатационную колонну и хвостовик. Вязкость задается при приготовлении бурового раствора.

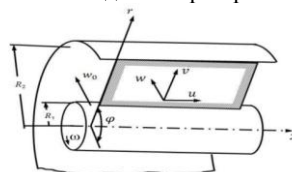


Рис. 1 *Схема физической модели задачи*

Для построения математической модели использовались уравнения Навье-Стокса для несжимаемой жидкости, исходя из того, что при заданных технологических параметрах наблюдался исключительно ламинарный режим течения жидкости. Данная модель определяет течение ньютоновской жидкости, под описание которых подходят исследуемые растворы солей. Потери давления на гидравлическое сопротивление будут анализироваться на основании закона Дарси-Вейсбаха и находиться экспериментально.

Рассматривая задачу, определяем характеристику потока: жидкость ньютоновская, несжимаемая, движение осесимметричное, трехмерное; течение ламинарное, установившееся, развитое; в потоке действуют силы инерции и тяжести; поток гидравлически стабилизированный на участке; участок бесконечно длинный с кольцевым поперечным сечением, на стенках выполняются условия прилипания; внешняя стенка неподвижна, внутренняя вращается с постоянной скоростью; $v(x, r, \varphi) = 0$. После принятых упрощений система уравнений сводится к виду (1):

$$\begin{cases} \frac{w^2}{r} = \frac{1}{\rho} \cdot \frac{\partial P}{\partial r}; \\ 0 = v \cdot \left(\frac{\partial^2 w}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial w}{\partial r} - \frac{w^2}{r} \right); \\ \frac{1}{\rho} \cdot \frac{\partial P}{\partial x} = v \cdot \left(\frac{\partial^2 u}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial u}{\partial r} \right); \\ \frac{\partial}{\partial r} (r \cdot v) = 0; \end{cases} \quad (1)$$

Решая второе уравнение системы, определяем зависимость тангенциальной скорости потока от радиуса скважины (2):

$$w = \frac{\omega \cdot R_1^2}{R_1^2 - R_2^2} \cdot r - \frac{R_1^2 \cdot R_2^2}{R_1^2 - R_2^2} \cdot \frac{\omega}{r} \quad (2)$$

Из уравнения видно, что скорость вращения определяется частотой вращения внутренней стенки, и уменьшается до нуля с удалением от нее (рис.2). Видно, что на изменение профиля окружной скорости оказывает влияние геометрия кольцевого пространства.

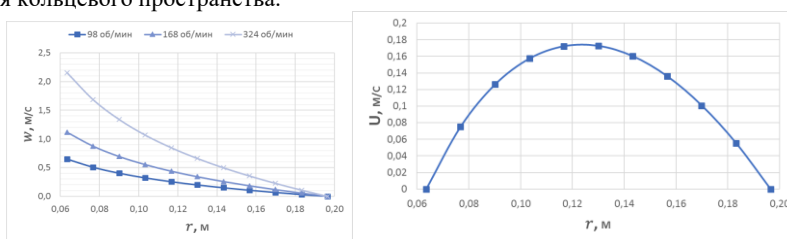


Рис. 2 – Эпюры распределения w-компоненты скорости в поперечном сечении и u-компоненты в продольном направлении

Решая третье уравнение системы, находим зависимость скорости восходящего потока от радиуса скважины $u(r)$, уравнение (3):

$$u = \frac{C}{4\mu} \cdot \left(\frac{R_1^2 - R_2^2}{\ln \frac{R_1}{R_2}} \cdot \ln \frac{r}{R_2} + r^2 - R_2^2 \right) \quad (3)$$

Величина C представляет собой градиент перепада давления, под действием которого происходит движения жидкости. Анализируя график $u(r)$, (рис. 2) отметим, что вершина параболического профиля компоненты скорости имеет незначительное смещение, определяемое геометрией кольцевого пространства.

Суммарные сдвиговые напряжения, возникающие при циркуляции жидкости и вращении потока по концентрическим окружностям вокруг внутренней стенки определяются следующим выражением (4):

$$|\tau_w| = \sqrt{\left| \frac{C}{4} \cdot \left(\frac{R_1^2 - R_2^2}{\ln \frac{R_1}{R_2}} \cdot \frac{1}{r} + 2 \cdot r \right) \right|^2 + \left| 2 \cdot \mu \cdot \frac{R_1^2 \cdot R_2^2}{R_1^2 - R_2^2} \cdot \frac{w}{r^2} \right|^2} \quad (4)$$

Из эпюры (см. рис. 3) видно, что нелинейный характер кривой определяется компонентой напряжения $\tau_{r\varphi}$, а линейный – соответствующей компонентой тензора напряжений τ_{xr}

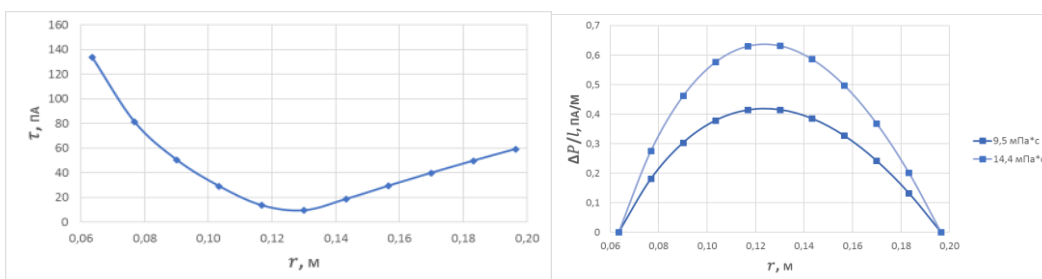


Рис. 3 Эпюра распределения сдвигового напряжения и перепада давления

Потери давления на гидравлические сопротивления в кольцевом пространстве определяются по закону Вейсбаха. Учитывая, что течение в затрубном пространстве ламинарное, для вычисления λ используем формулу Стокса. Таким образом находим зависимость (5):

$$\frac{\Delta P}{l} = -\frac{32 \cdot \mu \cdot u}{d^2}; \quad \frac{\Delta P}{l} = -\frac{8 \cdot C}{d^2} \cdot \left(\frac{R_1^2 - R_2^2}{\ln \frac{R_1}{R_2}} \cdot \ln \frac{r}{R_2} + r^2 - R_2^2 \right); \quad (16)$$

**СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ
И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ**

Из эпюры перепада давления (см. рис. 6) видно, что профиль перепада давления аналогичен изменению профиля скорости. Результаты, полученные при различных значениях динамической вязкости, подтверждают пропорциональную зависимость между перепадом давления на гидравлические сопротивления и вязкостью. А это доказывает, что постоянная C – суммарный перепад давления.

Учитывая, что вязкость является функцией как минимум от двух переменных (концентрация, температура), определение зависимости потерь давления напрямую от концентрации соли в растворе требует для установления зависимости проведение многофакторного эксперимента.

При исследовании границ применимости задачи было установлено, что восходящий поток в затрубном пространстве в процессе бурения характеризуется ламинарным режимом течения жидкости. Данная модель может использоваться при гидродинамическом моделировании процесса бурения многолетнемерзлых пород с использованием растворов солей. Расширение границ применимости решения может быть осуществлено при корректировке модели, допускающей применение для неньютоновских жидкостей (Бингама-Шведова, Оствальда-де Ваале); структурных, переходных, турбулентных режимов течения; суспензий (взвешенных частиц в жидкости); тепло-массообменных процессов.

Литература

1. Лойцянский Л. Г. Механика жидкости и газа: учебник для вузов. – 7-е изд., испр. – М.: Дрофа, 2003. – 840 стр.;
2. Слезкин Н. А., Динамика несжимаемой жидкости: учебное издание. – М.: "Государственное издательство технико-теоретической литературы, 1955г. - 520 стр.;
3. Clive L. Dym Introduction to Engineering Mechanics: A Continuum Approach / Clive L. Dym, Jenn Stroud Rossmann. – London: CRC Press, 2008. – P. 472.

**МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИИ ЖИДКОСТИ В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ
Д.А. Федотов, В.В. Шаламов**

Научный руководитель – профессор Харламов С.Н.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Загрязнение почв происходит в местах добычи, транспортировки, хранения и переработки нефти. Перед началом дорогостоящих работ по экскавации грунта необходимо знать глубину проникновения загрязнителя. В этом нам может помочь математическое моделирование, которое позволяет оценить величину загрязненной зоны.

Целью работы является исследование особенностей фильтрации нефти в почву, анализ математической модели двухфазной фильтрации, учитывающей движение загрязнителей и воздуха в почве. Основными уравнениями, которые описывают движение нефти в грунте, являются уравнение сохранения массы и уравнение сохранения импульса, которое сводится к закону фильтрации Дарси.

Закон сохранения массы и закона фильтрации Дарси для трехмерного течения имеют вид [2]:

$$m \frac{\partial s}{\partial t} + \operatorname{div}(\rho \vec{u}) = 0, \quad (1)$$

где m – пористость грунта, м³; s – насыщенность; t – время, с; ρ – плотность, кг/м³; \vec{u} – скорость, м/с.

$$\vec{u} = -k \frac{k(s)}{\mu} (\nabla p - \rho \vec{g}), \quad (2)$$

где k – проницаемость пористой среды, м²; μ – вязкость, Па·с; p – фазовое давление, Па; \vec{g} – ускорение свободного падения, м²/с.

Подставим в уравнение неразрывности закон Дарси, в результате чего с учетом соотношения для капиллярного давления получим [2]:

$$m \frac{\partial s}{\partial t} = \left(\left(-\frac{k}{\mu_1 \frac{\mu_2}{\mu_1} k_1(s) + k_2(s)} \frac{\partial p_c(s)}{\partial z} \right) - \frac{k}{\mu_1} \frac{\partial}{\partial z} \frac{\mu_2 k_2(s)}{\mu_1 k_1(s) + k_2(s)} \rho_1 g + \frac{k}{\mu_1} \frac{\partial}{\partial z} \frac{\mu_2 k_1(s) k_2(s)}{\mu_1 k_1(s) + k_2(s)} \right) \quad (3)$$

где k_1, k_2 – фазовые проницаемости нефти и воздуха соответственно, м²; μ_0 – отношение вязкостей нефти и воздуха; ρ_1, ρ_2 – плотность нефти и воздуха соответственно, кг/м³; p_c – функция капиллярного давления.

Чтобы установить связь между капиллярным давлением P_c , пористостью и проницаемостью среды воспользуемся функцией Леверетта [1]:

$$P_c(s) = \frac{\sigma \cos \theta}{(k/m)^{0.5}} J(s), \quad J(s) = \frac{(k/m)^{0.5}}{\sigma \cos \theta} P_c(s) \quad (4)$$

где σ – поверхностное натяжение, Дж/м²; θ – угол смачивания, градусы.
С учетом функции Леверетта уравнение (3) можно преобразовать к виду:

$$m \frac{\partial s}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left(a(s) \frac{\partial s}{\partial z} \right) - \frac{k \rho_1 g}{\mu_1} \frac{\partial F}{\partial z}, \quad (5)$$

$$\text{где } a(s) = -\frac{k}{\mu_1} \psi \frac{\partial p_c}{\partial s} = a_0 \psi \frac{\partial J(s)}{\partial s}, \quad a_0 = -\frac{\sigma \cos \theta}{\mu_1} \sqrt{km}.$$

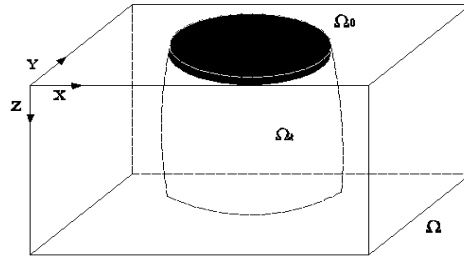
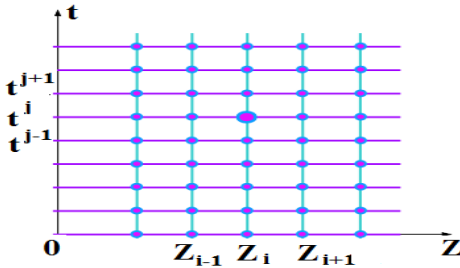
Введем начальные и граничные условия:

$$\text{– при } t=0: s(z,0) = 0, \quad (6)$$

$$\text{– на верхней границе условие для насыщенности нефтью записывается следующим образом:} \\ s(0,t) = s_0, \quad (7)$$

$$\text{– на нижней границе } \frac{\partial s}{\partial z} = 0. \quad (8)$$

Универсальным методом приближенного решения дифференциальных уравнений является конечно-разностный метод.



Построим разностную схему с помощью равномерной сетки с шагом τ по времени t и шагом h_z по переменной z . Получим следующую сеточную область [3]:

$$w_{h,\tau} = \{t_j = j\tau (0 \leq j \leq N_t), z = ih_z (0 \leq i \leq N_z)\}.$$

Заменяем конечно-разностными отношениями производные во внутренних узлах сеточной области. В результате получим неявную абсолютно устойчивую разностную схему:

$$\frac{s_i^{j+1} - s_i^j}{\tau} = \frac{\left[a_{i+1/2}^{j+1} (s_{i+1}^{j+1} - s_i^{j+1}) - a_{i-1/2}^{j+1} (s_i^{j+1} - s_{i-1}^{j+1}) \right]}{h^2} + f(s_i^{j+1}), \quad (9)$$

С аппроксимацией начально-граничных условий

$$s_i^0, j = 0, i = 0, \dots, N_z; \quad s_0^{j+1} = 1, i = 0, j = 0, \dots, N_t - 1.$$

Решение разностной схемы (9) можно произвести методом Гаусса или прогонки. Воспользуемся методом прогонки. Преобразуем неявную разностную схему к виду, удобному для использования метода прогонки

$$A_i s_{i-1}^{j+1} - C_i s_i^{j+1} + B_i s_{i+1}^{j+1} = -F_i, \quad (10)$$

$$\text{где } A_i = \frac{\tau}{h^2} a_{i-1/2}^{j+1}, \quad B_i = \frac{\tau}{h^2} a_{i+1/2}^{j+1}, \quad C_i = 1 + A_i + B_i, \quad F_i = s_i^j + \tau f_i^j,$$

с крайними условиями:

$$s_N = \chi_2 s_{N-1} + \upsilon_2, s_0 = \chi_1 s_1 + \upsilon_1 \quad (11)$$

Численное решение задачи получим, используя формулы метода прогонки:

Сначала выполняем прямой ход прогонки, помогающий найти коэффициенты α и β :

**СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ
И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ**

$$\alpha_{i+1} = \frac{B_i}{C_i - \alpha_i A_i}, \quad \beta_{i+1} = \frac{A_i B_i + F_i}{C_i - \alpha_i A_i}, \quad i = 1, 2, \dots, N-1 \quad (12)$$

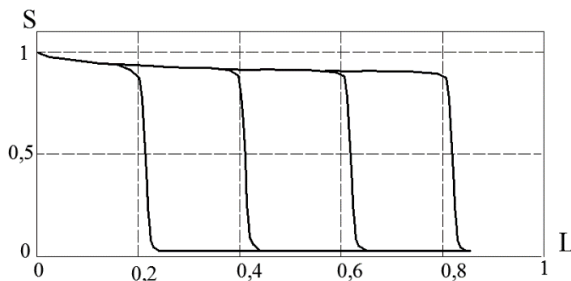
Затем выполняется обратный ход, дающий значения насыщенности:

$$s_i = \alpha_{i+1} s_{i+1} + \beta_{i+1}. \quad (13)$$

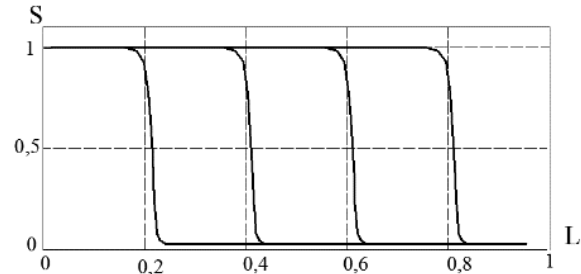
Прогночные коэффициенты α_1, β_1 находим из краевого условия на левом конце, s_N находим из краевого условия на правом конце и последнего из уравнений (11) при $i = N-1$

$$s_0[0] = 1, \alpha_1 = 0, \beta_1 = s_0[0], \quad s_N = \frac{v_2 + \chi_2 \beta_N}{1 - \chi_2 \alpha_N}.$$

Вычислительный алгоритм реализуется при помощи компьютерной модели. Построенная модель позволяет определить значения насыщенности s_i и скорости фильтрации загрязнителя в грунте. Для исследования фильтрации были выбраны песок и суглинок.



**Рис. 3 Динамика распространения фронта
загрязнения насыщенности (S) в зависимости от
глубины (L) в суглинок**



**Рис. 4 Динамика распространения фронта
загрязнения насыщенности (S) в зависимости от
глубины (L) в песок**

Установлено, что скорость фильтрации у песка была больше, чем у суглинка (время фильтрации в песок на глубину 1 метр составило 22 часа, а для суглинка время фильтрации составило 39 часов).

Сопоставления результатов расчета по представленной модели фильтрации с экспериментальными данными показывают, что модель адекватна реальному процессу загрязнения. При известных фильтрационных свойствах среды модель успешно описывает интенсивность миграции и динамику распространения различных загрязнителей.

Литература

1. Бочаров О.Б. Сравнение модели фильтрации несмешивающихся жидкостей с фазовыми подвижностями с моделью Маскета-Леверетта / О. Б. Бочаров, И. Г. Телегин // Теплофизика и аэромеханика. 2004. – С. 597 – 605.
2. Молокова Н.В. Математическое моделирование процессов нефтезагрязнения пористой среды // Вестник Сибирского государственного аэрокосмического университета. Вып. 5. – Красноярск, 2010. – С. 142 – 148.
3. Тихонов А.Н. Разностные методы решения многомерных задач. – М.: Наука, 1989. – 320 с.

АНАЛИЗ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА ИНТЕНСИВНОСТЬ ТЕПЛООБМЕНА И ГИДРОДИНАМИКУ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СРЕД

Д.Р. Шабаев, К.Г. Федюшкин

Научный руководитель – профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. На сегодняшний день наиболее эффективным средством транспортировки нефти и нефтепродуктов является трубопроводный транспорт. Очень важно снизить экономические затраты на перекачку нефтей и нефтепродуктов, а для этого необходимо учитывать факторы, влияющие на теплообмен и гидродинамику при движении нефти по трубопроводу. На гидродинамику и теплообмен влияют множество факторов такие как вязкость, температура, плотность нефти, шероховатость, различные примеси и др.

Следует заметить, что в настоящее время на разрабатываемых месторождениях Западной Сибири все больше вовлекается в добычу высокопарафинистая и высоковязкая нефть, которая является высокозастывающей,

т.е. теряющей обычные свойства жидкости при таком значении температур, при которых обычно ведется перекачка нефтей по нефтепроводам [1]. Транспорт таких нефтей является серьезной инженерной и экономической проблемой - необходимо обеспечить своевременную и бесперебойную доставку нефти и нефтепродуктов к местам переработки и потребления.

Высокопарафинистые нефти также создают другую не менее значимую проблему при транспортировке нефти, это асфальтосмолистопарафинистые отложения, которые в свою очередь оказывают негативное влияние на перекачку нефтей.

Целью данной работы является анализ влияния такого фактора как асфальто-смолисто-парафиновые отложения на теплообмен и гидродинамику при перекачке нефтей.

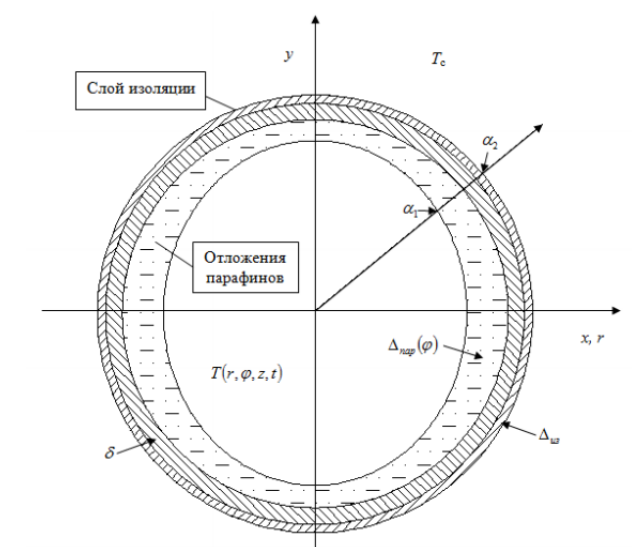


Рис. 1 АСПО на стенках нефтепровода

показателя текучести, описывающего отклонение от линейного характера изменения кривой текучести после превышения предела текучести и вязкости, от температуры соответственно.

Так как нефтепровод имеет значительно больший радиус, чем толщина отложений слоев парафина, стенок трубы и слоя изоляции, то в расчетах будем использовать формулу для плоской стенки.

Граничные условия в безразмерном виде запишутся следующим образом:
 $T|_{z=0} = T_0; \frac{\partial T}{\partial r}|_{r=0} = 0; \frac{\partial T}{\partial r} + Bi(\varphi)(T - T_c)|_{r=R} = 0.$

где $Bi(\varphi)$ – безразмерный критерий Био, равный $Bi(\varphi) = \frac{\alpha(\varphi)R}{\lambda}$, где $\alpha(\varphi)$ – коэффициент теплоотдачи от жидкости во внешнюю среду, равный коэффициенту теплопередачи $k(\varphi)$, рассчитываемому по формуле:

$$k(\varphi) = \left(\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\Delta_{пар}(\varphi)}{\lambda_{пар}} + \frac{\delta}{\lambda_r} + \frac{\Delta_{из}}{\lambda_{из}} + \frac{1}{\alpha_2} \right)^{-1}$$

где $\Delta_{пар}(\varphi)$ – неравномерный слой отложения парафинов; α_1 – коэффициент теплоотдачи от потока нефти к слою парафина; α_2 – коэффициент теплоотдачи от слоя изоляции в окружающую среду λ_r – теплопроводность трубопровода; δ – толщина стенки трубопровода; $\Delta_{из}$ – толщина слоя изоляции; $\lambda_{из}$ – теплопроводность изоляции; $\lambda_{пар}$ – теплопроводность парафина.

Дифференциальное уравнение Навье-Стокса в безразмерном виде выглядит следующим образом: (2)

$$w_{cp}\rho R \frac{\partial w}{\partial t} + w_{cp}^2 \rho \frac{\partial w}{\partial z} r = \frac{\partial}{\partial r} \left(r \mu(T) \frac{w_{cp}^{n(T)}}{R^{n(T)}} \left| \frac{\partial w}{\partial r} \right|^{n(T)-1} \frac{\partial w}{\partial r} \right) - \frac{\partial}{\partial r} (r \tau_0(T))$$

со следующими граничными и начальными условиями $w|_{r=R} = 0; w|_{z=0} = 0; \frac{\partial w}{\partial r}|_{r=0} = 0$

Эмпирические зависимости вязкости $\mu(T)$, предельного напряжения сдвига $\tau_0(T)$ и показателя текучести $n(T)$ от температуры согласно [2] представляются функциями вида:

$$f(T) = a e^{bT}$$

где a, b – коэффициенты, которые зависят от свойств нефти.

Детали моделирования.

Предполагаем гидродинамически стабилизированное течение жидкости (нефти), режим течения – ламинарный.

Уравнение изменения поля температуры представляется в форме Фурье=Кирхгофа в условиях неньютоновской реологии. Поле скорости связано с определением решения по уравнениям Навье-Стокса. Безразмерная форма уравнения тепловых процессов следующая:

$$\frac{c_p \rho R^2 \partial T}{\lambda \partial t} + \frac{c_p \rho w_{cp} R}{\lambda} w \frac{\partial T}{\partial z} = \frac{1}{r} \frac{\partial T}{\partial r} \left(r \frac{\partial T}{\partial r} \right) + R^2 \left(\mu(T) \left| \frac{w_{cp} \partial w}{R \partial r} \right|^{n(T)+1} + \tau_0(T) \left| \frac{w_{cp} \partial w}{R \partial r} \right| \right) + \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 T}{\partial \varphi^2}$$

где λ – теплопроводность нефти; c_p – удельная теплоемкость нефти; ρ – плотность нефти; R – радиус трубопровода; w_{cp} – средняя скорость течения нефти; w – функция распределения скорости нефти по длине трубопровода и его сечению; $\tau_0(T)$, $n(T)$, $\mu(T)$ – зависимости предельного напряжения сдвига,

СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Расчет параметров высокопарафинистой нефти был проведен в программе Matlab методом конечных элементов. Реологические зависимости $\mu(T)$, $\tau_0(T)$, $n(T)$ от температуры, для нашей работы, были заимствованы из [2] и они описываются следующим образом:

$$\begin{aligned} \mu(T) &= 0,0943e^{-0,0591T} \\ \tau_0(T) &= 9,1449e^{-0,1173T} \\ n(T) &= 0,834e^{0,00117T} \end{aligned}$$

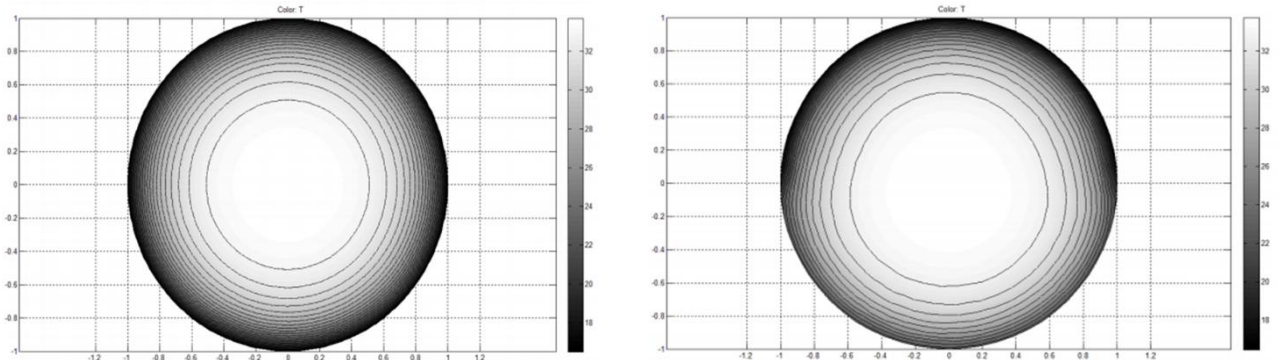


Рис. 2 Теплообмен в трубопроводе: а) - при наличии равномерного слоя парафина, б) - при наличии неравномерного слоя парафина.

На рисунке 2 представлены результаты моделирования теплообмена между нефтью, транспортируемой по нефтепроводу диаметром 219 мм с толщиной стенки 9,5 мм, и окружающей средой ($T_c = 0^\circ\text{C}$). Анализируя полученные результаты можно сказать, что парафины, которые образуются на стенках нефтепровода, влияют непосредственно на теплообменные процессы с окружающей средой. В результате этого мы можем предположить, что оптимальную теплоизоляцию можно обеспечить нанесением переменного по толщине защитного слоя на нефтепровод.

Влияние АСПО на течение нефти и нефтепродуктов было подробно исследовано в [4]. В качестве эксперимента было взято 5 нефтей с разных месторождений, с различными реологическими свойствами. $\nu_1 < \nu_2 < \nu_3 < \nu_4 < \nu_5$

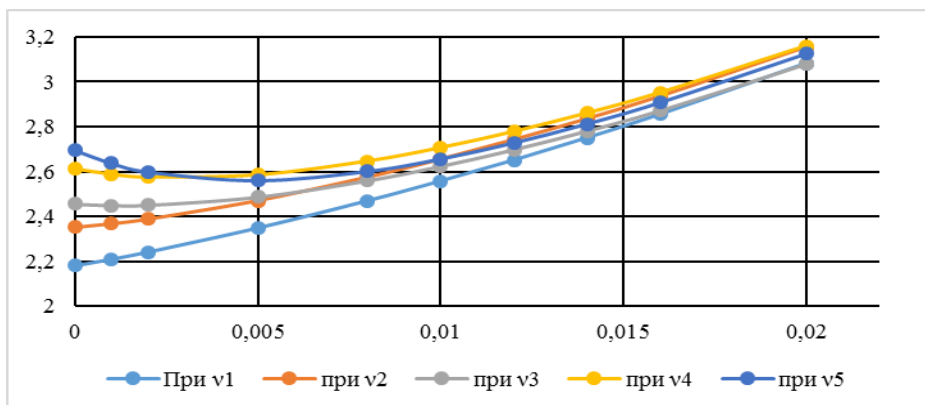


Рис. 3 Зависимость потери напора по длине от толщины слоя парафиновых отложений

Было установлено, что максимальные потери напора по длине наблюдаются при наибольшей вязкости и наибольшей толщине слоя АСПО.

Результаты. Анализируя данные представленные на рисунке 3, нужно заметить, что парафиновые отложения на внутренней поверхности трубопровода по-разному влияют на гидравлические характеристики трубопровода. Так, например, при наименьшей вязкости зависимость потерь напора от толщины слоя АСПО, имеет практически линейный характер, и при повышении вязкости график зависимости приобретает параболический вид. Для невязких нефтей АСПО из-за уменьшения эффективного диаметра снижают пропускную способность трубопровода. Для высоковязких нефтей, при определенной толщине отложений парафина (до 5 мм) за счет его низкой теплопроводности даже снижают потери напора по длине. Парафиновые отложения в такой ситуации являются дополнительной изоляцией.

Заключение. Заметим, что АСПО не только ухудшают характеристики трубопровода при перекачке нефтей, но также могут оказывать положительное воздействие на перекачку. Поддержание слоя парафина оптимальной толщины способствует снижению гидравлического сопротивления, скорости остывания нефти и рассеивания тепла потока в окружающую среду.

Литература

1. Коршак А.А. Специальные методы перекачки. Уфа: ООО «Дизайн-ПолиграфСервис», 2001. 208 с.
2. Трапезников С.Ю., Лушкин К.А. Исследование теплообмена высоковязкой нефти в надземном трубопроводе. Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал) 2011. С.267-270.
3. Николаев А.К., Климко В.И. Выбор рациональной температуры подогрева высоковязкой и высокозастывающей нефти при перекачке по трубопроводу. Записки Горного института. 2016. Т.217.С.50-54
4. Докукин В.П., Лушкин К.А. Влияние парафиновых отложений на гидравлические характеристики нефтепровода. Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2011. №2. С.71-74

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ТЕРМОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ НЕТРАДИЦИОННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

М.Н. Шатова

Научный руководитель – профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. Применение стандартных методов разработки не позволяет эффективно извлекать запасы, содержащиеся в поровом пространстве нетрадиционных залежей углеводородов. В настоящее время актуальны научные исследования, связанные с термическими методами повышения нефтеотдачи, в том числе с технологией термогазового воздействия на непроницаемые нефтематеринские породы, содержащие органическое вещество. Данная технология требует комплексного подхода при ее моделировании, что связано с одновременным решением нескольких задач [7, 10]: 1) повышение подвижности нефти из проницаемых интервалов пласта; 2) формирование дополнительного пустотного пространства (трещиноватость, вторичная пористость); 3) конверсия керогена в легкую нефть за счет инициирования пиролитических процессов.

Цели работы: исследовать технологии термогазового воздействия как эффективного метода увеличения нефтеотдачи пластов баженовской свиты; проанализировать эффективность существующих подходов к математическому моделированию; ввести уточнения к модели неизоэнтальпической фильтрации многокомпонентной системы, сопровождающейся фазовыми переходами, геохимическими процессами, кинетикой преобразования керогена в нефть и кокс в рамках идей [4]; экспериментально изучить эффекты влияния высоких температур на фильтрационно-емкостные свойства керогенсодержащие породы залежей баженовской свиты.

Моделирование в керогенсодержащем пласте. Для того чтобы описать сложный процесс фильтрации в керогенсодержащем пласте с учетом генерации подвижных углеводородов из керогена, требуется построение модели многофазной (гетерогенной) системы, в которой каждая фаза, в свою очередь, моделируется многокомпонентной гомогенной смесью [8]. Кроме того, процесс преобразования углеводородов подразумевает наличие фазовых переходов, которые сопровождаются разрывом химических связей. Данный процесс является изотермическим, поэтому возникает необходимость в решении неизоэнтальпической задачи, учете притока тепла. Основные уравнения, используемые при составлении модели:

Уравнение, описывающее разложение керогена [9]:

$$\frac{\partial \theta_K}{\partial t} = -S(\theta_K, T), \quad (1)$$

где θ_K – объемная доля керогена; $S(\theta_K, T)$ – скорость разложения керогена, которая описывается уравнением Аррениуса:

$$S = A \cdot \theta_K \exp\left(-\frac{E}{RT}\right), \quad (2)$$

где E – энергия активации; A – предэкспоненциальный множитель; T – температура; R – универсальная газовая постоянная.

Уравнение баланса массы в задаче многофазной фильтрации в двухслойном коллекторе [9]:

$$\frac{\partial \rho_\alpha}{\partial t} + \nabla J_\alpha = 0, \quad (3)$$

где ρ_α – массовая плотность элемента α (O, C, H, N), отнесенная к единице объема слоя; J_α – плотность потока элемента α , отнесенная к единице площади сечения слоя

Уравнение сохранения массы фаз [8]:

$$\frac{\partial (\rho_i^0 s_i m)}{\partial t} + \text{div}(\rho_i^0 s_i m \vec{v}_i) = \sum_j J_{ji} \quad (4)$$

ρ_i^0 – истинная плотность i -ой фазы; s_i – насыщенность пористой среды i -ой фазой; m – пористость; \vec{v}_i – среднемассовая скорость i -ой фазы; J_{ji} – интенсивность перехода массы из j -ой в i -ую фазу.

Уравнение баланса энергии:

$$\frac{\partial E}{\partial t} + \nabla J = 0, \quad (5)$$

где E – плотность энергии; J – плотность потока энергии.

Уравнение притока тепла [8]:

$$\frac{\partial}{\partial t} [\sum_i \alpha_i \rho_i^0 c_i T] + \text{div} [\sum_i w_i \rho_i^0 c_i T] = \sum_i \text{div}(\lambda_i \text{grad } T) - \sum_i \sum_j J_{ji} W_i \quad (6)$$

СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

α_i – коэффициент теплоотдачи i -ой фазы; c_i – коэффициент теплоёмкости i -ой фазы; λ_i – коэффициент теплопроводности i -ой фазы; W_i – тепло, вносимое веществом при фазовом переходе в i -ой фазу.

Обобщенный закон Дарси

$$\bar{w}_i = -\frac{k_0 k_i}{\mu_i} \text{grad } p, \quad (7)$$

где \bar{w}_i – скорость фильтрации i -ой фазы; k_0 – абсолютная проницаемость пористой среды; k_i и μ_i – фазовые проницаемость и вязкость i -ой фазы.

Объект и методы исследования. Лабораторные эксперименты по определению открытой пористости, объемной и минералогической плотности, проницаемости по газу проводились на измельченных образцах отложений баженовской свиты, отобранных из керна разведочных скважин Южного и Южно-Киньяминского нефтяных месторождений (Тюменская область).

Определение матричной проницаемости измельченных образцов осуществлялось согласно методу Gas Research Institute (GRI) в соответствии с GRI-95/0496 «Development of Laboratory and Petrophysical Techniques for Evaluating Shale Reservoirs»[2,3]. Нагрев образцов до определенной температуры осуществлялся в муфельной печи. Эксперименты по определению проницаемости по газу проводились на матричном пермеаметре SMP-200.

Результаты и их обсуждение. Образцы керна подвергались постепенному нагреву на заданную температуру и измерению проницаемости методом GRI. В результате проведения экспериментальной работы получены графики изменения давления со временем, из которых рассчитан коэффициент проницаемости по газу (табл. 1).

Один эксперимент по измерению проницаемости длится 2000с. При обработке полученных кривых правая граница выбирается по максимальному значению времени эксперимента (около 2000 с). Однако гелий проникает за меньший промежуток времени (около 180 с) при проницаемости образца, близкой к верхней границы прибора. Аппроксимация экспериментальных данных теоретической кривой возможна на небольшом временном интервале (от 12 с до 180 с) из 2000 секунд измерения, после чего наблюдается рост давления и дальнейшая стабилизация на определенном уровне.

В основе работы прибора лежит закон Бойля, на основе которого происходит калибровка всех рабочих емкостей и определение мертвого объема перед каждой серией экспериментов. Все это позволяет с высокой точностью определять объем образца во время эксперимента.

Таблица 1

Результаты определения объемной, минералогической плотности, открытой пористости и проницаемости по газу образцов Южного и Южно-Киньяминского месторождения

	№ п.п.	Температура нагрева T, °C	Объемная плотность по газу ρ_{bulk} , г/см ³	Минералогическая плотность по газу ρ_{grain} по газу, г/см ³	Коэффициент открытой пористости $K_{по}$, %	Коэффициент проницаемости по газу $K_{пр}$, мД
Южное месторождение, скважина № 22	1	Исходный образец	2,057	2,067	0,46	2,28E-09
	2	150	2,061	2,081	1,15	2,80E-08
	3	250	2,244	2,327	11,58	7,17E-05
	4	350	2,729	2,712	24,14	3,20E-01
	5	350	2,648	2,656	22,55	1,77E-02
Южно-Киньяминское месторождение, скважина № 72	1	Исходный образец	2,223	2,263	1,75	2,65E-07
	2	150	2,222	2,276	2,38	5,22E-07
	3	250	2,107	2,143	1,69	1,64E-07
	4	350	2,428	2,510	11,42	4,12E-05
	5	350	2,302	2,387	6,87	7,07E-06

С увеличением температуры увеличивается пористость и проницаемость (выше верхней границы прибора) при пиролизе образца керна Южного месторождения (рис. 1). Другое поведение наблюдается при пиролизе образца керна Южно-Киньяминского месторождения – при увеличении температуры увеличивается пористость и уменьшается проницаемость (ниже нижней границы прибора). Проницаемость зависит от формы кривой давления и пористости. Для второго образца форма кривой соответствует образцу с более низкой проницаемостью, однако так как пористость значительно увеличивается, то и проницаемость в итоге тоже увеличивается.

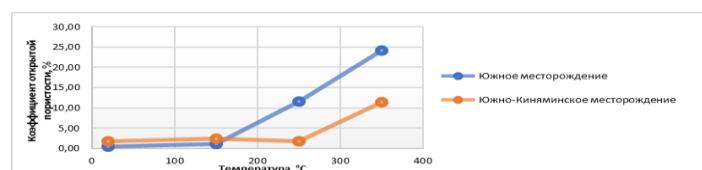


Рис. 1 Влияние повышения температуры на коэффициент открытой пористости

Закключение. Чтобы создать математическую модель, описывающую достоверное действие технологии термогазового воздействия, требуется достаточное количество данных исследуемого пласта относительно химических реакций композиционной модели флюидов, влияние состава теплоносителя на эффективность технологии для прогноза потоков нефти, газа.

Известно, что результаты по изучению влияния температуры на поведение проницаемости достаточно противоречивы в виду различных лабораторных систем, используемых учеными [1,5]. Экспериментальные исследования с целью уточнения модели по учету влияния высоких температур на фильтрационно-емкостные свойства керогенсодержащие породы залежей баженовской свиты показали, что нагревание низкопроницаемой породы до 350 °С способствует увеличению проницаемости и пористости.

Литература

1. Ashrafi M. Experimental Investigation of Temperature Dependency of Relative Permeability Data in Heavy Oil Systems with Applications to Thermal Recovery: Thesis for the degree of Philosophiae Doctor. – Trondheim, 2013. – 156 p.
2. Cui X.A., Bustin M.M., Bustin R.M. Measurements of gas permeability and diffusivity of tight reservoir rocks: Different approaches and their applications // *Geofluids*. – 2009. – Vol. 9. – pp. 208 – 223.
3. Development of Laboratory and Petrophysical Techniques for Evaluating Shale Reservoirs: Final Technical Report. – Gas Research Institute (GRI), 1996. – 286 p.
4. Kang Z. Q., Yang D., Zhao Y., Hu Y. Thermal cracking and corresponding permeability of Fushun oil shale // *Oil Shale*. – Estonian Academy Publishers, 2011. – Vol. 28. – pp. 273 – 283.
5. Kibodeaux K.R. Evolution of porosity, permeability, and fluid saturations during thermal conversion of oil shale // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 27 – 29 October, Amsterdam, The Netherlands. – Society of Petroleum Engineers, 2014. – Vol. 3. – pp. 2135 – 2156.
6. Lin C.L., Miller J.D. Pore Scale Analysis of Oil Shale/Sands Pyrolysis // *Oil and Natural Gas Technology: Topical Report*. – Salt Lake City, 2011. – 44 p.
7. Алексеев Ю.В. Перспективы применения термохимических методов воздействия при разработке залежей баженовской свиты // *Нефтяное хозяйство*. – 2015. – № 2. – С. 93 – 97.
8. Диева Н.Н. Гидродинамическое моделирование термохимического воздействия на пласты трудноизвлекаемых углеводородов: Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Москва, 2015г. – 113с.
9. Пергамент А.Х. Моделирование процесса гидртермогазового воздействия на пласты баженовской свиты / А.Х. Пергамент, А.В. Колдоба, Ю.А. Повещенко // *Вестник ЦКР Роснедра*. – 2010. – № 6. – С. 36 – 43.
10. Щеколдин К.А. Обоснование технологических режимов термогазового воздействия на залежи баженовской свиты: Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Москва, 2016г. – 105 с.

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, ГЕНЕРИРУЕМЫХ ИСПЫТАТЕЛЬНЫМ ВИБРОСТЕНДОМ, ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ГРАНИЧНЫХ УСЛОВИЯХ

Я.А. Шестаков

Научный руководитель – профессор А.К. Томилин

Национальный Исследовательский Томский Политехнический Университет, г. Томск, Россия

Вибростенд (рис.1) используется для создания вибрационных нагрузок на объект испытаний. При проведении испытаний на вибрационную нагрузку для поперечных осей объекта используется, горизонтальный стол (стол-скольжения).

Цель исследования: определения собственных частот продольных колебаний стола-скольжения в отсутствие испытуемого объекта.

Для определения продольных колебаний стола-скольжения условно разобьем пластину на стержни одинакового сечения S , расположенных вдоль оси продольных колебаний. Один из стержней изображен на рисунке 1.

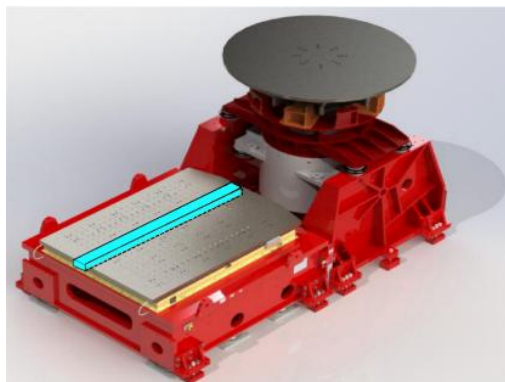


Рис. 1 Разделение стола-скольжения на одинаковые стержни

**СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ
И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ**

Получаем однородный прямолинейный стержень постоянного поперечного сечения с характеристиками $l=2,5\text{м}$, $E=71,0 \cdot 10^9 \text{Па}$, $\rho=2,65 \cdot 10^3 \text{кг/м}^3$ (Рисунок 2). С платформой свяжем систему неинерциальную отсчета Охуз.

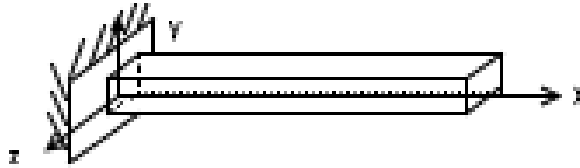


Рис. 2 Прямолинейный стержень

Для определения характеристик вибрационного процесса необходимо составить дифференциальное уравнение собственных упругих колебаний стержня:

$$\frac{\partial^2 u}{\partial t^2} = a^2 \frac{\partial^2 u}{\partial x^2}, \quad (1)$$

где $\sqrt{\frac{E}{\rho}} = a = 5176$.

К уравнению (1) применяется процедура Фурье:

$$U(x, t) = \sum_{i=1}^{\infty} X_i(x) q_i(t),$$

где $X_i(x) = \sin \frac{i\pi x}{2l}$ - собственные амплитудные функции, $q_i(t)$ - обобщенные координаты.

В результате применения процедуры Фурье получим систему обыкновенных дифференциальных уравнений:

$$\ddot{q}_k + a^2 \frac{k^2 \pi^2}{4l^2} q_k = 0, \quad (k = 1, \infty). \quad (2)$$

Определим значение собственных частот:

$$\omega_k = a \frac{k\pi}{2l}. \quad (3)$$

Рассчитаем значения нескольких первых частот: $\omega_1 = 3250 \text{с}^{-1}$, $\omega_2 = 6501 \text{с}^{-1}$.

Так как стол-скольжения совершает продольные движения, в системе отсчета связанной с толкателем, то возникает сила инерции. Пусть стол-скольжения движется по закону:

$$\xi = \xi_0 \sin pt, \quad (4)$$

где p и ξ_0 - частота и амплитуда вынуждающей силы.

Тогда на элемент стержня действует инерция:

$$-\rho S dx \frac{d^2 \xi}{dt^2} = \rho S p^2 \xi_0 \sin pt \cdot dx$$

Учитывая это составляем уравнение вынужденных колебаний:

$$\frac{\partial^2 u}{\partial t^2} - a^2 \frac{\partial^2 u}{\partial x^2} = p^2 \xi_0 \sin pt. \quad (5)$$

Вибростенд работает в пределах вынуждающих частот: $p = 0 \div 630 \text{с}^{-1}$. Сравнение с собственными частотами показывает, что в «холостом» режиме резонанс невозможен. Однако в рабочем режиме, когда на столе-скольжения располагается испытуемый объект частоты собственных колебаний составной конструкции «объект-стол» будут иными. Следовательно, необходимо производить расчет резонансного режима в каждом конкретном случае с учетом свойств испытуемого объекта. В некоторых случаях приходится решать задачу управления собственными частотами системы в рамках подхода, изложенного в [4].

Литература

1. Бидерман В.Л. Теория механических колебаний. - М.: Высш. школа. - 1980. - 408 с.
2. Левитский Н. И. Колебания в механизмах. - М.: Наука. - 1988. - 336 с.
3. Светлицкий В.А. Механика стержней. Ч. II. Динамика. М.: Высш. школа. - 1987. - 304 с.
4. Томилин А.К., Прокопенко Е.В. Управление продольными колебаниями мехатронной системы при помощи емкостного параметра. Известия ТПУ/ Томский политехнический университет (ТПУ). — 2015. — Т. 326, № 6: Инжиниринг георесурсов. — [С. 122-127].

МОДЕЛИРОВАНИЕ ИСТЕЧЕНИЯ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ ИЗ ГИДРОМОНИТОРНОЙ НАСАДКИ ДОЛОТА

В.Э. Карпенко, Д.К. Шульга

Научный руководитель – профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При проектировании современного породоразрушающего инструмента серьезной проблемой является корректный подбор геометрических размеров гидромониторных отверстий, их количества и оптимальный выбор насадок для обеспечения необходимого удаления разбуренной породы. Оптимальный выбор количества насадок, расположения гидромониторных отверстий не может основываться только на инженерных подходах. С целью обеспечения эффективного выноса шлама на поверхность и очистки долота, следует проанализировать картину течения бурового раствора в призабойной зоне и кольцевом канале скважины с последующим принятием конструктивных решений.

Цель исследования – моделирование процесса истечения промывочной жидкости из гидромониторной насадки долота. Для ее реализации были определены следующие задачи: провести анализ гидромониторного эффекта в бурении, осуществить математическое моделирование процесса с последующим решением, предоставить результаты работы с критическими замечаниями, сформулировать рекомендации и предложения по использованию результатов в промышленности при производстве нового породоразрушающего инструмента.

При моделировании процесса истечения бурового раствора из гидромониторной насадки долота в качестве бурового раствора будет использоваться модель однофазной несжимаемой сплошной среды, движение которой на забое и кольцевом пространстве скважины удовлетворяет законам сохранения массы и количества движения. Плотность - ρ , будет считаться величиной постоянной так как рассматриваемая среда несжимаема:

$$\rho = const \quad (1)$$

Температура потока - T , считается постоянной.

$$T = const \quad (2)$$

Вследствие того, что промывочная жидкость рассматривается в качестве ньютоновской жидкости, ее вязкость - μ , является постоянной величиной. Полагается, что коэффициент динамической вязкости:

$$\mu = const \quad (3)$$

Вследствие больших скоростей течения промывочной жидкости из гидромониторных насадок породоразрушающего инструмента и мощного воздействия развиваемой струи на лопасти и резы долота, а также сложной пространственной формы рассматриваемой области, течение бурового раствора будет рассматриваться как турбулентное. Для учета турбулентного течения исследуемого потока промывочной жидкости будет использоваться стандартная модель Рейнольдса второго порядка для компонент полного тензора одноточечных корреляций пульсаций поля скорости. В данных условиях уравнения движения (осредненные по времени уравнения Навье-Стокса) записываются в виде [4]:

$$\frac{\partial \bar{V}_i}{\partial t} + \bar{V}_j \frac{\partial \bar{V}_i}{\partial x_j} = F_i - \frac{1}{\rho} \frac{\partial \bar{p}}{\partial x_i} + \nu \frac{\partial^2 \bar{V}_i}{\partial x_i \partial x_j} + \frac{\partial}{\partial x_j} (-\rho \bar{V}_i \bar{V}_j'), \quad (4)$$

где \bar{V}_i, V_i' – осредненные по времени значения компонент вектора скорости и его пульсационной составляющей, F_i – компонента вектора массовых сил, ρ – плотность промывочной жидкости, p – осредненное по времени давление, $\nu = \mu/\rho$ – коэффициент кинематической вязкости, t - время, x_i, x_j - координаты.

В (4) присутствуют неизвестные величины – турбулентные напряжения - осредненные по времени пульсационные компоненты. Поэтому необходимо использовать для них дополнительные связи, например, типа уравнения транспорта напряжений, следующего вида [4,5]:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \tau_{in}}{\partial t} + \bar{V}_j \frac{\partial \tau_{in}}{\partial x_j} = & - \left(\tau_{ij} \frac{\partial \bar{V}_n}{\partial x_j} + \tau_{nj} \frac{\partial \bar{V}_i}{\partial x_j} \right) - 2\nu \frac{\partial \bar{V}_i}{\partial x_j} \frac{\partial \bar{V}_n}{\partial x_j} + \frac{\rho'}{\rho} \left(\frac{\partial \bar{V}_n'}{\partial x_i} + \frac{\partial \bar{V}_i'}{\partial x_n} \right) - \\ & - \frac{\partial}{\partial x_j} \left(\bar{V}_i \bar{V}_n \bar{V}_j + \frac{\delta_{ij}}{\rho} \bar{V}_n \bar{p}' + \frac{\delta_{ij}}{\rho} \bar{V}_i \bar{p}' - \nu \frac{\partial \tau_{in}}{\partial x_j} \right), \quad (5) \\ \tau_{in} = & \bar{V}_i \bar{V}_n' \end{aligned}$$

где τ_{in} - напряжения Рейнольдса. Для замыкания уравнения (5) нужно осуществить выбор подходящей модели турбулентности. В данных условиях использование двухпараметрических моделей может привести к неверным численным расчетам. Поэтому замыкание RSS-модели проводится с привлечением опорных баз с уравнениями к- теории турбулентности [4] – уравнениями для параметров, типа kL, kw [1,4,5].

Для промывочной жидкости задаются условия: плотность 1.15 г/см³; объемный расход $Q = 32$ л/с; глубина забоя 500 м; количество гидромониторных насадок $n=5$. Максимум скорости 55.22 м/с на рисунке 1 наблюдается в зоне истечения промывочной жидкости из гидромониторных насадок. Снижению эффективности прямого действия гидромониторных струй на забой способствует вращение породоразрушающего инструмента, которое закручивает их вокруг центральной оси долота, что в конечном итоге вызывает большую турбулизацию течения в области лопастей долота. Установлено, что потоки отдельных струй после выхода из гидромониторных насадок почти сразу выносятся в кольцевое пространство. Это, в свою очередь, приводит к снижению эффективности очистки. Наличие поперечных вихрей в периферийной зоне препятствует образованию налипания породы на зубки долота, однако небольшие вихри в непосредственной близости к оси

**СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ
И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ**

вращения имеют незначительные скорости вращения вместе с потоком, поэтому точка схождения двух основных лопастей может служить источником возникновения шламовой подушки [2].

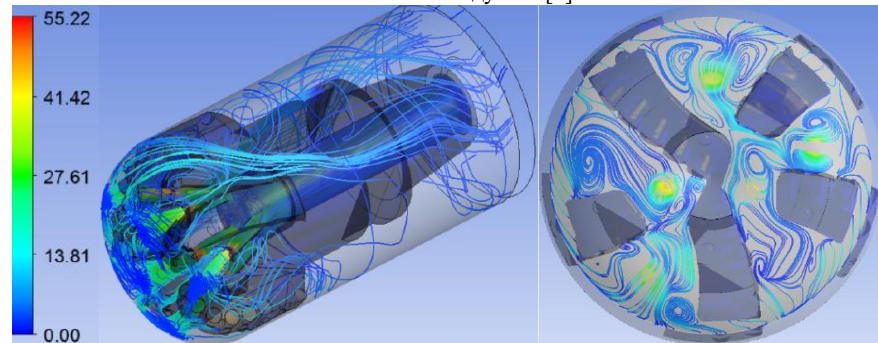


Рис 1 Линии тока течения жидкости в продольной и поперечной плоскости, Расчет по RSS-kL-модели (см. детали формулировки модели и условий расчета, например, в[4,5]).

В связи с особенностями конструкции долот гидромониторные отверстия находятся на различных расстояниях от дна забоя, при этом выходящие из них гидромониторные струи направлены под различными углами к центру вращения инструмента [3]. Из-за этого гидравлическое воздействие потока промывочной жидкости на призабойную зону различно с точки зрения создаваемой силы, а также по интенсивности образования поперечных потоков бурового раствора в жидкости. Максимум давления на рисунке 2 наблюдается в зоне основного канала долота, у входных кромок гидромониторных каналов и равняется 7,323 МПа [2].

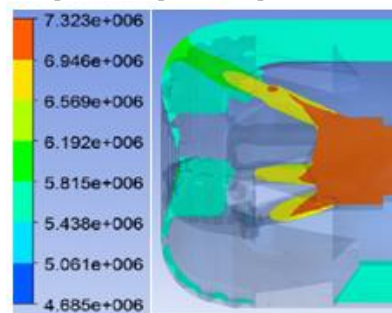


Рис 2 Поле давления в срединной плоскости отверстий

Заключение. По результатам моделирования течения потока из гидромониторных насадок долота было получено распределение поля скорости и поля давления потока. Анализ построенных поперечных потоков промывочной жидкости в зоне забоя позволил выявить наличие поперечных вихрей (L), которые способствуют дополнительной очистке вооружения инструмента от выбуренной породы. При этом в точке схождения двух лопастей долота образуются условия, необходимые для формирования зоны застоя и появления участка со шламовой подушкой. В процессе проведения исследований необходимо рассматривать два фактора, имеющих наибольшую практическую значимость. Имеет смысл исследовать гидромониторный эффект с точки зрения эффективности очистки забоя скважины от выбуренной породы, очистки вооружения породоразрушающего инструмента, а также проводить исследования течения во внутренних каналах долота с точки зрения их устойчивости к размыву. На основании полученных результатов работы можно дать следующие рекомендации для применения на практике. Для уменьшения интенсивности размыва острых кромок раздающих каналов рекомендуется выполнять входы в раздающие каналы с закруглением. Для улучшения очистки в точке схождения основных лопастей долота нужно подбирать углы наклона струй, исходя из условия минимизации образования вихрей в зоне, близко прилегающей к оси вращения инструмента. Турбулентный поток бурового раствора из-за своей высокой скорости вызывает размыв гидромониторных насадок. Для того, чтобы снизить интенсивность этого явления, можно закруглять кромки насадок, изготавливать их из композитных материалов.

Литература

1. Menter F.R. Two-Equation Eddy-Viscosity Turbulence Models for Engineering Applications // The American Institute of Aeronautics and Astronautics Journal. – 1994. – № 8. – P. 1598-1605.
2. Бруяка В.А. Моделирование истечения промывочной жидкости из гидромониторных отверстий PDC долот // Компьютерные исследования и моделирование. – 2013. – № 4. – с. 649-658.
3. Кравчук М.В. Оценка эффективности высоконапорных струй из насадок гидромониторных долот / М.В. Кравчук // Научные исследования и инновации. – 2011. – № 3. – с. 13-16
4. Бубенчиков А.М., Харламов С.Н. Математические модели неоднородной анизотропной турбулентности во внутренних течениях. - Томск: Изд-во ТГУ, 2001. -440 с.
5. 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. –C. 500-509.

ЭКОНОМИКА МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. ГОРНОЕ ПРАВО

РЕГИОНАЛЬНЫЕ ПЕРСПЕКТИВЫ ВОСПОЛНЕНИЯ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ

И.В. Шарф

доцент отделения нефтегазового дела

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Согласно государственной программе «Воспроизводство и использование природных ресурсов в период 2013-2020 гг. ставится задача повышения геологической изученности всех территорий РФ, обеспечения рационального использования минерально-сырьевых ресурсов и воспроизводства ресурсной базы углеводородов (УВ) [2].

Региональные перспективы обоснованно определяются запасами нефтегазоносных бассейнов (НГБ), территориально совмещенных с регионами, а также степенью выработанности этих запасов. Нами был рассчитан коэффициент перспективности восполнения запасов (K_{pspr}), который является отношением степени разведанности (K_r) к степени выработанности (K_v).

Степень выработанности отражает перспективность наращивания запасов, которая в отношении Западно-Сибирского НГБ является более высокой на 1.01.2016г. (39,1 % – степень разведанности и 61,2 % – степень выработанности), чем для Волго-Уральского НГБ (72,2 % и 70,1 % соответственно), что обусловлено длительностью периода добычи, берущего начало в 40-гг. прошлого столетия. Неоднозначность перспективности восточных районов объясняется низкой изученностью (8,7 % и 8,9 % соответственно). Анализ динамики коэффициент перспективности восполнения запасов позволил (Рисунок) сделать следующие выводы.

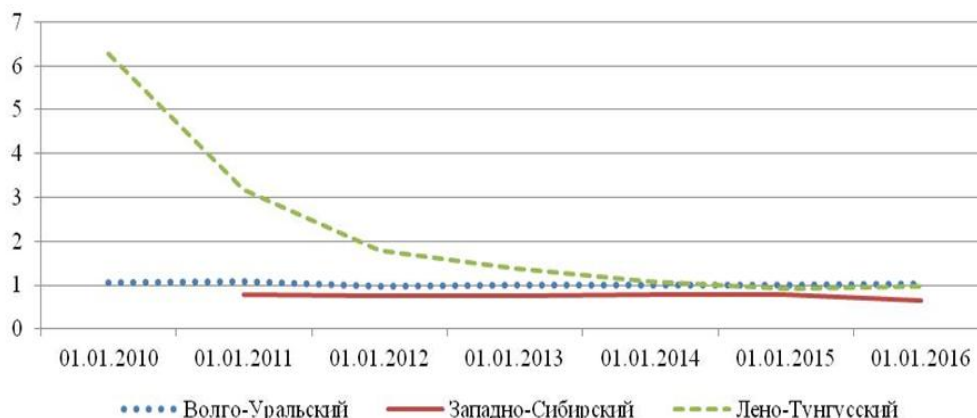


Рис. Динамика коэффициента перспективности восполнения запасов в нефтегазоносных бассейнах России

1) Стремление к единичному значению в новых и старых районах нефтедобычи, что фактически нивелирует долгосрочные перспективы наращивания запасов с учетом современных темпов добычи.

2) Падение значения K_{pspr} с 6,27 до 0,97 в Лено-Тунгусском бассейне отражает исчерпание разведанных запасов в ближайшей перспективе при отсутствии задела имеющихся запасов для перевода в категорию доказанных и последующей их добычи, что является следствием геологоразведочной деятельности недропользователей и основой их среднесрочной и долгосрочной экономической эффективности деятельности.

3) Диапазон варьирования K_{pspr} в Волго-Уральском НГБ составляет 0,97-1,05 и в Западно-Сибирском НГБ 0,63-0,78 подтверждает более высокий фактический задел в объеме запасов для перспективы добычи у недропользователей, ведущих свою деятельность в Западной Сибири. В тоже время большая стабильность показателя в Волго-Уральском НГБ является следствием планомерной работы недропользователей по воспроизводству запасов.

4) Сохранение низких темпов перевода в болееразведанную категорию, например, около 50 % суммарных ресурсов нефти и 42% суммарных ресурсов газа переведены в категорию запасов. До 2013 года из геологических запасов передано в добычу в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (НГП) 80 %, Западно-Сибирской НГП – 75%, в Восточной Сибири – менее 50%.

Несмотря на приоритет восточного направления геологоразведочных работ (ГРП), отражается фактическое преобладание Западной Сибири в плане обеспеченности ресурсами нефти и конденсата, что подтверждает наличие 9 уникальных месторождений с запасами, превышающими 300 млн. т. и 56 крупных, которые заключают в себе 57 % разведанных запасов нефти. Западно-Сибирский НГБ обеспечивает 2/3 годовой добычи жидких УВ, несмотря на фактическую 50% выработанность разведанных запасов. Общий анализ прироста запасов по НГБ показывает очевидное преимущество Западно-Сибирского НГБ. Нефть данного НГБ легкая со средней плотностью, малосернистая с низким содержанием парафина. Однако 11% разведанных запасов относятся к категории трудноизвлекаемых по химическим характеристикам, что обусловлено наличием тяжелой нефти с плотностью $>0,9 \text{ г/см}^3$.

Необходимо заметить, что прирост прогнозных и перспективных ресурсов жидких УВ увеличился в несколько раз. Отрицательная динамика перспективных ресурсов по Западно-Сибирскому НГБ объясняется их переводом в категорию запасов и их последующим невосполнением вследствие недостаточной результативности ГРП. Концентрация УВ на территории Западно-Сибирской низменности (30% мировых запасов природного газа и 6% мировых запасов нефти, 91,3% добычи газа и 67,5% добычи нефти России) формирует устойчивую определенную зависимость экономики не только России, но и нефтегазодобывающих территорий от состояния МСБ.

Государственная стратегия ориентирует на усиление роли ресурсной базы Восточной Сибири и Дальнего Востока в экспортных поставках УВ в страны АТР, а также на НПЗ в дальневосточном приморье. За этот период (2010-2015гг.) было открыто несколько десятков месторождений. Если в 2010 г. основу ресурсной базы составляли 89 нефтяных месторождения и 43 нефтегазовых, то на 01.01.2015г. учтено 196 месторождений, из них 127 нефтяное, 34 нефтегазоконденсатных, 2газонефтяных, 20газоконденсатных, 16газовых. При этом по основным крупным месторождениям наблюдается ситуация невосполнения добытых УВ. Так запасы нефти Ванкорского месторождения составляли на 01.01.2013 г. по категории А+В+С₁– 419,9 млн. т., по С₂ – 23,9 млн. т [1]. В 2015 уже 372,5 и 21,5 соответственно при накопленной добыче в 21,5 млн.т. г. Аналогичная ситуация по Верхнечонскому месторождению: 2010 г. – 159,3 и 42,1 млн. т [3], 2015 г. – 145,3 и 36,1 млн. т при накопленной добыче 8,2 млн. т. Запасы Юрубчено-Тохомского месторождения, наоборот, увеличились по этим категориям с 122,0 и 349,7 в 2010 г. до 176,3 и 360,8 млн.т в 2015 г.

Резюмируя вышеизложенное, можно сделать следующие выводы:

Перспективность новых НПП нивелируется по сравнению с традиционными районами нефтедобычи вследствие влияния геологической истории формирования ресурсов УВ и недостаточности объемов ГРП, научного и технологического задела поиска и разведки для применения в отличных от старых НПП условий.

Кратко- и среднесрочные перспективы воспроизводства УВ в части нефти связаны с традиционными районами нефтедобычи, несмотря на открытие в последнее время в основном мелких и средних месторождений и государственного акцентирования на новых НПП.

Статья выполнена в рамках гранта РФФИ 18-010-00660 А

Концептуальные подходы к парадигме устойчивого и сбалансированного недропользования области с учетом специфики минерально-сырьевой базы и отраслевой структуры в целях обеспечения долгосрочного социально-экономического роста нефтедобывающего региона.

Литература

1. Нефть и конденсат //ИАЦ «Минерал» (официальный сайт) URL: http://www.mineral.ru/Facts/russia/161/536/3_01_oil.pdf
2. Постановление Правительства РФ № 322 "Об утверждении государственной программы Российской Федерации "Воспроизводство и использование природных ресурсов". - 2015. [Электронный ресурс] URL: <http://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/70540950/>
3. Сибирский федеральный округ [Электронный ресурс] //Центральное диспетчерское управление ТЭК (официальный сайт) URL: <http://www.cdu.ru/articles/detail.php?ID=293643>

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

В.И. Адутова, К.К. Чепала

Научный руководитель – доцент О.С. Пожарницкая

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефтяные скважины, эксплуатирующиеся на месторождениях Западной Сибири, со временем теряют свои изначальные показатели дебита, продуктивность скважин падает, что приводит к снижению количества реализуемого продукта. Чтобы улучшить добычу полезного ископаемого, на месторождениях, уже многие годы, проводится гидроразрыв пласта. ГРП благоприятно сказывается на фильтрационно-ёмкостных свойствах пластов – коллекторов.

В ведущем нефтедобывающем регионе России – ХМАО (Ханты-Мансийский автономный округ – Югра) гидроразрыв пласта является основным методом увеличения дебита скважин, обеспечивающий до 20% добычи по региону. Дебит скважин увеличился в среднем на 3,7 раза после проведения мероприятия, в том числе, на многих скважинах десятикратно возрос дебит по отношению к дебиту до проведения мероприятия. Сущность метода заключается в создании системы трещин в обрабатываемом пласте – коллекторе, что способствует увеличению проницаемости пласта и, как следствие, увеличению притока флюида к призабойной зоне. Также становится возможным приток флюида к скважине из отдаленных участков пласта и изолированных участков [1,2].

Проведение гидроразрыва пласта эффективнее строительства новой скважины как с экономической стороны, так и с проектной. Проведение ГРП требует глубокой изученности характеристик пласта. Возможны негативные последствия от проведения операции, так как при небольшой мощности пласта возможно возникновение трещин в водонасыщенных пластах и смешивание флюидов, загрязнение пласта коллектора и т.д.

Нефтяные пласты месторождений Западной Сибири характеризуются низкими фильтрационно-ёмкостными свойствами, как правило, это низкая проницаемость пластов. Эффективность проведения ГРП в таких пластах обоснована многократным увеличением проницаемости за счет системы трещин.

Однако, применение одного лишь ГРП для повышения нефтеотдачи пласта недостаточно. Так как частая картина на месторождении – плотная сетка эксплуатационных скважин обрабатываемого пласта, то необходимо поддерживать пластовое давление, чтобы создавать необходимый приток флюида к призабойной зоне. Так в 2008-2009 годах на южном лицензионном участке Приобского месторождения наблюдалась следующая ситуация: дебиты скважин ниже проектных, при этом, добыча по новым скважинам превышает проект. Дебиты жидкости переходящих скважин снижаются, что связано с одной стороны со снижением пиковых приростов дебитов от ГРП, с другой стороны – с отставанием в формировании системы ППД. В 2008 году вышеописанная тенденция сохранилась: превышение фонда добывающих скважин над проектным составило 178 единиц, действующий фонд нагнетательных скважин ниже проектного на 45 единиц. При этом, в 2008 году наблюдается двукратное отставание фактических дебитов нефти по новым скважинам, вследствие разбуривания новых участков, характеризующихся ухудшенными геолого-физическими характеристиками [4,6].

С точки зрения экономической эффективности, стоимость одного ГРП составляет около 1,109 млн. рублей. Дополнительная добыча нефти за год после проведения ГРП определяется по формуле 1 [4]:

$$\Delta Q = q_n \cdot N \cdot K_{\text{э}} \cdot T \quad (1)$$

где q_n – расчетный прирост дебита нефти одной скважины, т/сут;

N – количество скважин, скв.;

$K_{\text{э}}$ – коэффициент эксплуатации скважины, д.ед.;

T – число суток работы скважины в году после проведения ГРП, сут.

Анализ динамики прироста дебитов нефти после ГРП показывает, что продолжительность технологического эффекта от проведения ГРП (T) составляет в среднем от 4 до 5 лет, но с последующим течением времени темп снижения эффективности от ГРП составляет до 10 – 15% в год. То есть расчетное значение дебита в году t после проведения мероприятия составит [4]:

$$q_{\text{нт}} = q_{\text{нт}-1} - \frac{q_{\text{нт}-1} \cdot 15\%}{100\%} \quad (2)$$

Соответственно годовая добыча нефти с учетом постепенного обводнения скважины в году t составит:

$$\Delta Q'_t = \Delta Q - \Delta Q_{\text{обв}} \quad (3)$$

В случае проведения ГРП капитальные затраты на данное мероприятие отсутствуют.

Исходя из всего вышесказанного, можно сделать вывод о том, что проведение ГРП на скважинах с низкой проницаемостью увеличит дебит скважины, и вследствие существенно увеличит прибыль предприятия.

Литература

- Ильина Г.Ф., Алтунина Л.К. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири: Учебное пособие. - Томск: Изд-во ТПУ, 2006. -166с.
- Ильина Г.Ф. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири: учебное пособие/ Г.Ф. Ильина, 2-е изд. - Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. -166 с.
- Казанцева А.К. Организация производства. Часть 1. Основы теории организации производства: Дайджест осн. разделов и тем для студентов института экономики и менеджмента в промышленности / – С.-Пб.: СпбИЭА, 1995. – 121с.
- Технологическая схема разработки ЮЛТ Приобского месторождения раздел 4.2.1 Сопоставление фактических и проектных показателей
- Холодницкий Д.А., Мерзин В.Н. Оценка эффективности проведения гидроразрыва пласта на скважинах залежи БС10 Южно-Ягунского месторождения/ Вестник Пермского Национального Исследовательского Политехнического Университета – Пермь, 2005. – С. 93 – 96.
- Pogharnitskaya O.V., Kononov V.V., Belozeroва D.S., Strelnikova A.B., Dmitrieva N.V. Treatment of petroleum-contaminated water resources: modern techniques. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2016. – Vol. 43: Problems of Geology and Subsurface Development. – [012026, 12 p.].

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ДОБЫЧИ ВОЛЬФРАМА В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Д.Е. Абраев

Научный руководитель – доцент М.Р. Цибульникова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Среди мировых продуцентов вольфрамового сырья Россия занимает третье место, обеспечивая около 3% его мировой добычи, уступая Китаю и Вьетнаму. При этом на долю лидера приходится около 80% производства вольфрама в концентратах [1].

Учитываемые Государственным балансом запасов полезных ископаемых запасы вольфрама значительны и составляют около 1,34 млн т в пересчете на триоксид вольфрама, что позволяет стране занимать третье место в мире после Китая и Казахстана по размерам сырьевой базы металла. Возможности увеличения сырьевой базы вольфрама России невелики: прогнозные ресурсы категории Р1 в шесть раз меньше запасов; почти пятая их часть распределена между мелкими объектами с ресурсами этой категории менее 10 тыс. т триоксида вольфрама. Государственным балансом запасов учитывается 92 месторождения вольфрама, в числе которых 52 коренных объекта и 40 россыпей; 16 из них (11 коренных и 5 россыпных) содержат только забалансовые запасы. В распределенном фонде недр числятся 28 вольфрамсодержащих объектов: 23 коренных, четыре россыпных (один из них только с забалансовыми запасами) и один техногенный [2].

Для отечественной МСБ вольфрама характерна высокая концентрация – более 60% запасов страны сосредоточено в Республике Бурятия, Приморском крае и Кабардино-Балкарской Республике. Еще около 29% приходится на долю Курганской области, Республики Саха (Якутия) и Карачаево-Черкесской Республики.

Мелкие объекты с запасами вольфрама разведаны в Республике Алтай, Магаданской области, Чукотском АО, Забайкальском и Хабаровском краях; на территории последнего возможен прирост запасов – в его пределах выявлены ресурсы триоксида вольфрама категории Р1 в количестве 34 тыс. т. Наибольшими перспективами расширения сырьевой базы вольфрама обладает Амурская область, где в пределах Гетканчикского рудного поля и одноименного проявления локализованы прогнозные ресурсы категории Р1 в количестве 101 тыс. т триоксида вольфрама [1].

Крупнейшим российским продуцентом вольфрамовых концентратов традиционно является ОАО «Приморский ГОК», действующее на базе месторождения Восток-2. В 2015 г. компанией было произведено 2199,1 т концентрата, содержащего 1319,4 т триоксида вольфрама, что составило около 40% национального показателя (в отдельные годы доля компании превышала 80%, но с 2010 г. она устойчиво снижается). Показатели всех остальных продуцентов заметно ниже. ЗАО «Новоорловский ГОК», разрабатывающее Спокойнинское месторождение, получило 1502,6 т концентрата, содержащего 930,1 т триоксида вольфрама (более 27% отечественного производства), ООО «Лермонтовский ГОК», эксплуатирующее одноименное месторождение – 1472,6 т концентрата, содержащего 883,6 т триоксида вольфрама (около 27%). Концентрат вольфрама из природных руд также выпускается ЗАО «Закаменск» и ООО «А/с «Кварц»» (разрабатывают россыпь руч. Ингур и Бом-Горхонское месторождение соответственно), но объемы их производства на порядок меньше – в 2015 г. ими получено по 154 т продукта (рис.) [2].



Рис. Добыча триоксида вольфрама (включая добычу из техногенного материала) российскими компаниями в 2015 г., тонн

ОАО «Приморский ГОК» готовит к промышленной эксплуатации открытым способом скарновое Скрытое месторождение шеелитовых руд в Приморском крае. В 2014 г. компания получила положительное заключение на технический проект карьера, сооружение карьера пока не началось. В июле 2016 г. лицензия на право пользования недрами Скрытого месторождения была приостановлена.

Полученные в России вольфрамовые концентраты направляются как на внутренний, так и на внешний рынки (табл.). В 2015 г. продажи вольфрамового сырья за рубеж сократились по сравнению с 2014 г. на 23,6% – до 2678 т. Его покупателями выступили Южная Корея, закупившая более 63% продукции, а также Вьетнам, Гонконг, Нидерланды и Сингапур. При этом на внутреннем рынке сохраняется дефицит вольфрамового сырья, который частично компенсируется за счет импорта, объемы которого в 2015 г. выросли по сравнению с предыдущим годом на 25% – до 1714 т. Главными поставщиками являлись Канада (около 51%) и Вьетнам (около 30%).

Таблица

Использование МСБ вольфрама Российской Федерации в 2015 г.

Добыча из недр, т триоксида вольфрама	4114
Производство вольфрамовых концентратов (в пересчете на содержащий 60% WO ₃), тонн	5482
Производство триоксида вольфрама в концентратах, тонн	3332
Экспорт концентратов, тонн	2678
Импорт концентратов	1714

Перепроизводство вольфрамового сырья в Китае обусловило снижение цен на него в период после 2011 г., которое в 2015 г. приобрело обвальнй характер и продолжилось в 2016 г. В результате мировые цены на

вольфрамовую продукцию в 2015 г. оказались более чем вдвое ниже пиковых значений. Основными потребителями вольфрамовых концентратов в России являются завод компании ОАО «Гидрометаллург» в г. Нальчик и предприятие ОАО «Кировградский завод твердых сплавов» в Свердловской области. С 2013 г. их видимое потребление растет и в 2015 г. составило 4,5 тыс. т против 1,2 тыс. т в 2012 г. [4].

ГКЗ Роснедра утверждена переоценка запасов Тырнаузского месторождения вольфраммолибденовых руд с переводом значительной части запасов в забалансовые. При этом запасы категорий А+В+С1 сократились на 306,3 тыс. т триоксида вольфрама, категории С2 – на 53,1 тыс. т; среднее содержание триоксида вольфрама в оставшихся запасах составило 0,436%. В ходе эксплуатационной разведки и переоценки в 2015 г. заметный прирост запасов триоксида вольфрама категорий А+В+С1 получен на месторождении Восток-2 (1609 т), а также на БарунНарынском техногенном месторождении (557 т). В целом по результатам геологоразведочных работ в 2015 г. запасы триоксида вольфрама категорий А+В+С1 выросли на 13,35 тыс. т, что более чем втрое превысило объем их погашения за счет добычи. Однако с учетом добычи, потерь при добыче, переоценки и других причин запасы триоксида вольфрама категорий А+В+С1 России за 2015 г. сократились по сравнению с 2014 г. на 296,81 тыс. т (или на 23,8%), при этом запасы категории С2 выросли на 75,33 тыс. т (или на 24,4%) [5].

При обеспеченности запасами вольфрама, оцениваемой более, чем в 300 лет, сохранение добычи на уровне 2015 г. уже через три года приведет к истощению запасов Лермонтовского, а еще через шесть лет – месторождения Восток-2 в Приморском крае, содержащих наиболее качественные руды. Это может означать более чем двукратное падение производства вольфрамового сырья в России. В связи с этим остро встает вопрос компенсации выбывающих мощностей. Однако существующие инфраструктурные проблемы и низкие текущие цены на триоксид вольфрама снижают привлекательность инвестиций в разработку новых объектов, в частности – наиболее подготовленного к разработке месторождения Скрытое. Существенную роль в развитии добычи вольфрама может сыграть возобновление эксплуатации Тырнаузского месторождения, однако сроки ее начала пока неизвестны. Важной задачей является создание и внедрение современных и эффективных технологических решений обогащения руд и разработки имеющихся месторождений, а также поиски пригодных для эффективной отработки объектов в уже освоенных районах.

Литература

1. Состояние мирового рынка вольфрама [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.metaltorg.ru/analytics/publication/?id=3268> (дата обращения: 23.12.2017).
2. О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов российской федерации в 2015 году. Государственный доклад [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.mnr.gov.ru/regulatory/list.php?part=1257> (дата обращения: 23.12.2017).
3. Вольфрамовая промышленность [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.mining-enc.ru/v/volframovaya-promyshlennost> (дата обращения: 23.12.2017).
4. Вольфрам России. 2012 год [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://nedradv.ru/mineral/resources/?id_obj=002d70ab0ed700ce8803a001a900f084 (дата обращения: 23.12.2017).
5. Новиков А.А., Ястржембский И.Э., Благутин Ю.Л. Перспективы развития сырьевой базы металлургии России // Горный журнал. -2002.- №7.

АНАЛИЗ КОМПЛЕКСНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СЫРЬЯ КАК ФАКТОР ЭКОНОМИЧЕСКОЙ РАЦИОНАЛЬНОСТИ

Ф.Г. Бабаева, М.А. Козлова

Научный руководитель – доцент О.В. Пожарницкая

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Современному состоянию развития мировой экономики присущ механизм, основанный на ограничениях, вовлеченных в хозяйственной деятельности природных и, прежде всего, минеральных ресурсов. Этот этап в России проходит на фоне нерационального и неэффективного использования сырья, которое является ограниченным [3].

Переход к рыночной экономике требует повышения эффективности использования минерально-сырьевых ресурсов, повышения технического уровня, обеспечения конкурентоспособности производимой товарной продукции, как на внутреннем, так и на внешнем рынках, и минимизации загрязнения окружающей среды.

Важная роль в реализации этой задачи принадлежит анализу комплексного использования сырья как фактора экономической рациональности. С помощью него можно вырабатывать стратегию и тактику устойчивого развития организаций, обосновывать и принимать управленческие решения, осуществлять контроль (мониторинг) за их выполнением, выявлять резервы повышения эффективности производства, оценивать результаты деятельности организаций в целом и деятельность предприятий, входящих в его структуру.

Исходя из экономических реалий, сложившихся в настоящее время, можно дать такое определение эффективности хозяйственной деятельности организаций - это система экономических показателей и критериев, характеризующих деятельность субъектов по добыче, распределению и последующей переработке сырьевых ресурсов по всему технологическому циклу, с целью изготовления, в достаточном для внутреннего рынка количестве, конкурентоспособной товарной продукции при минимальных потерях сырья. [5]

Обзор экономической литературы, в том числе и справочной, по вопросам экономической эффективности хозяйственной деятельности свидетельствует о том, что система показателей комплексного использования сырья, которая адекватно смогла бы охарактеризовать работу в контексте повышения эффективности недропользования,

отсутствует [2]. Также необходимо обратить внимание на тот факт, что отсутствует единый универсальный интегральный показатель, с помощью которого можно было бы объективно определить эффективность хозяйственной деятельности организаций [1].

С целью проведения оценки эффективности комплексного использования сырья, назрела необходимость разработки системы экономических показателей и критериев, которая способна дать всестороннюю и адекватную оценку использования в комплексе минерально-сырьевых ресурсов [4]. По нашему мнению, экономическую эффективность комплексного использования сырья, как фактора экономической рациональности, можно оценить с помощью системы следующих показателей и критериев.

1. Коэффициент темпа роста производства. Этот показатель характеризует динамику изготовления товарной продукции, определяется по формуле:

$$K_i^{т.р.з} = \frac{\sum_{j=1}^n T_{ij}}{\sum_{j=1}^n T_{ij}^{баз}} \rightarrow \max, i = \overline{1, P} \quad (1)$$

где: n – количество предприятий отрасли по изготовлению j -го вида товарной продукции; P – количество периодов времени; T_{ij} – объем производства товарной продукции j -го вида по i -ый период времени, руб.; $T_{ij}^{баз}$ – объем производства товарной продукции j -го вида в базовом периоде времени, руб.

Критерием этого показателя является объем производства товарной продукции за базовый период времени. В каждом случае расчета коэффициента темпа роста производства за базовый период необходимо брать тот год, за который объем производства достигал максимального значения.

2. Коэффициент экономического роста. Этот показатель можно применять для оценки скорости экономического роста, определяется по формуле:

$$K_i^{э.р.} = \frac{\sum_{j=1}^n B_{ij}}{\sum_{j=1}^n B_{ij}^{пред}} \rightarrow \max, i = \overline{1, P} \quad (2)$$

где: B_{ij} – объем балансовой прибыли, полученной от производства товарной продукции j -го вида по i -ый период времени, руб. $B_{ij}^{пред}$ – объем балансовой прибыли, полученной от производства товарной продукции j -го вида за предыдущий период, руб.

Критерием этого показателя может быть его максимальное значение за i -ый период времени.

3. Коэффициент переработки минерального сырья. Этот показатель оценивает эффективность работы применяемых технологий и оборудования при переработке сырья, определяется по формуле:

$$K_i^{п.р.с} = \frac{\sum_{j=1}^n T_{ij}^{вип}}{\sum_{j=1}^n T_{ij}^{сыр}} \rightarrow \max, i = \overline{1, P} \quad (3)$$

где: $T_{ij}^{вип}$ – объем производства товарной продукции j -го вида за i -й период времени, т; $T_{ij}^{сыр}$ – объем минерального сырья, из которого производится товарная продукция j -го вида за i -й период времени, т.

4. Коэффициент рациональности организации производства. Этот показатель характеризует баланс экономических интересов между предприятиями добывающей и перерабатывающей промышленностей, определяется по формуле:

$$K_i^{р.о.} = \frac{\sum_{j=1}^n R_{ij}^{доб.пр.}}{\sum_{j=1}^n R_{ij}^{пер.пр.}} \rightarrow \min, i = \overline{1, P} \quad (4)$$

где: n – количество предприятий промышленности, специализирующихся на добыче минерального сырья j -го вида; m – количество предприятий промышленности, специализирующихся на переработке сырья j -го вида; $R_{ij}^{доб.пр.}$ – средняя рентабельность промышленности по добыче сырья j -го вида по i -ый период времени, %; $R_{ij}^{пер.пр.}$ – средняя рентабельность промышленности по переработке сырья j -го вида по i -ый период времени, %.

5. Коэффициент комплексного извлечения сырья. Этот показатель характеризует комплексность добычи сопутствующих видов минерального сырья при добыче основного вида сырья, определяется по формуле:

$$K_i^{к.в.ис} = \frac{\sum_{j=1}^n N_{ij}^c}{\sum_{j=1}^n N_{ij}^{осн}} \rightarrow \max, i = \overline{1, P} \quad (5)$$

где: n – общее количество предприятий, специализирующихся на добыче основного сырья вида; N_{ij}^c – общий объем добычи сопутствующих видов сырья при добыче основного сырья j -го вида; тыс. т или млн. м³; $N_{ij}^{осн}$ – общий объем добычи основной сырья j -го вида по i -ый период времени, тыс. т или млн. м³.

Критерием этого показателя может быть его максимальное значение за i -ый период времени.

6. Коэффициент извлечения сырья из недр. Этот показатель характеризует эффективность ведения горных работ по добыче сырья, определяется по формуле:

$$K_i^{в.из} = \frac{\sum_{j=1}^n N_{ij}^{пол.зап}}{\sum_{j=1}^n N_{ij}^{осн.зап}} \rightarrow \max, i = \overline{1, P} \quad (6)$$

где: n – количество предприятий по добыче сырья; $N_{ij}^{в.из}$ – за - общие объемы добычи сырья j -го вида по i -ый период времени, тыс. т или млн. м³; $N_{ij}^{пол.зап}$ – общие объемы погашения запасов минерального сырья j -го вида по i -ый период времени, тыс. т или млн. м³.

Критерием этого показателя может быть его максимальное значение за i -ый период времени.

7. Коэффициент темпа экономического роста. Этот показатель характеризует темп экономического роста, определяется по формуле:

$$K_i^{э.р.} = \frac{\sum_{j=1}^n \Delta \Pi_{ij}^{ср}}{\sum_{j=1}^n \Delta \Pi_{ij}^{баз}} \rightarrow \max, i = \overline{1, P} \quad (7)$$

где: n – общее количество предприятий; $\Delta\Pi_{ij}^{б,п}$ – общий прирост балансовой прибыли, полученный от добычи сырья j -го вида по i -ый период, руб.; $\Delta\Pi_j^{б,п}$ – общий прирост балансовой прибыли за предыдущий период, полученный от добычи сырья j -го вида для всего, руб.

Критерием этого показателя может быть его максимальное значение за i -ый период времени.

Ограниченность ресурсов ориентирует государство, являющееся собственником недр, на бережное отношение к сырьевому потенциалу месторождений, включая отходы добывающего и перерабатывающего производств.

8. Коэффициент использования отходов в качестве вторичного сырья. Этот показатель характеризует использование промышленных отходов в качестве вторичного сырья в промышленном производстве. Использование отходов в производстве дает возможность сократить потребности в природных ресурсах, определяется по формуле:

$$K_i^{вт.сыр} = \frac{\sum_{j=1}^n V_{ij}^{втор.сыр}}{\sum_{j=1}^n V_{ij}^{общ.сыр}} \rightarrow \max, i = \overline{1, P} \quad (8)$$

где: n – общее количество предприятий; $V_{ij}^{вт.сыр}$ – общий объем использования в производстве промышленных отходов в качестве вторичного сырья при добыче сырья j -го вида по i -ый период времени, т; $V_{ij}^{общ.сыр}$ – общий объем минерального сырья, что привлекается в производство во время добычи минерального сырья j -го вида по i -ый период времени, т.

Критерием этого показателя может быть его максимальное значение за i -ый период времени.

Вывод. С помощью анализа комплексного использования сырья, как фактора экономической рациональности, предложенной системы критериев и показателей экономической эффективности хозяйствования организаций можно будет разрабатывать стратегию и тактику его развития в контексте более рационального использования недр, и принимать обоснованные управленческие решения по улучшению работы как комплекса в целом, так и отдельных предприятий, входящих в него.

Литература

1. Афанасьев М.М., Ткачева О.А. Перспективы развития угольной промышленности на основе комплексного использования техногенного сырья. Экономика и предпринимательство. 2014. № 6 (47). С. 662-664.
2. Ботова Л.Н., Ким Р.Н., Рыбникова Е.В. Экономические проблемы комплексного использования сырья. Вестник Университета (Государственный университет управления). 2015. № 10. С. 82-84.
3. Керимов И.А., Даукаев А.А. Комплексное использование минерального сырья: исторические и современные аспекты. Грозный, 2017. С. 123-128.
4. Мирзоева А.Р. Методологические подходы к оценке экономической эффективности использования отходов в условиях комплексного использования сырья. Материалы международной научно-практической конференции памяти профессора Б.Х. Жерукова. 2014. С. 328-330.
5. Тажбенова А.Т. Методические подходы к повышению эффективности комплексного использования минерального сырья. Электронный сборник статей по материалам XIX студенческой международной научно-практической конференции. 2017. С. 359-367.

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ НАЦИОНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА В УСЛОВИЯХ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА ИРАНА

М. Бабазадехнанехкаран

Научный руководитель – профессор М.М. Хайкин

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

Природные ресурсы играют ключевую роль в устойчивом социально-экономическом развитии многих стран мира. На сегодняшний день данные ресурсы являются главным источником энергии. Экономика стран с сырьевой экономикой сильно связана с динамикой добычи нефти и природного газа. Бюджет, формирующийся из поступлений от продажи нефтегазовых ресурсов, зависит от сырьевой специализации экономики и делает ее более уязвимой [1, 2].

Нефтегазовый комплекс играет важную роль для развивающихся стран. В частности, для Ирана это особенно важно при создании устойчивого баланса, поддержания курса валюты, образовании международных экономических сотрудничеств, для экономического роста [3].

В настоящее время нефтегазовый комплекс, включающий добычу, переработку и транспортировку углеводородов, является основой экономики Исламской Республики Иран. Высокая степень зависимости экономики Ирана от поступлений нефтегазового комплекса обуславливает его ключевую роль. Доходы от нефтегазовых компаний за последние 20 лет составили в среднем до 54% государственного бюджета, 16% ВВП и 85% валютных поступлений страны. На рис. 1 представлена структура доходов страны от экспорта углеводородов.

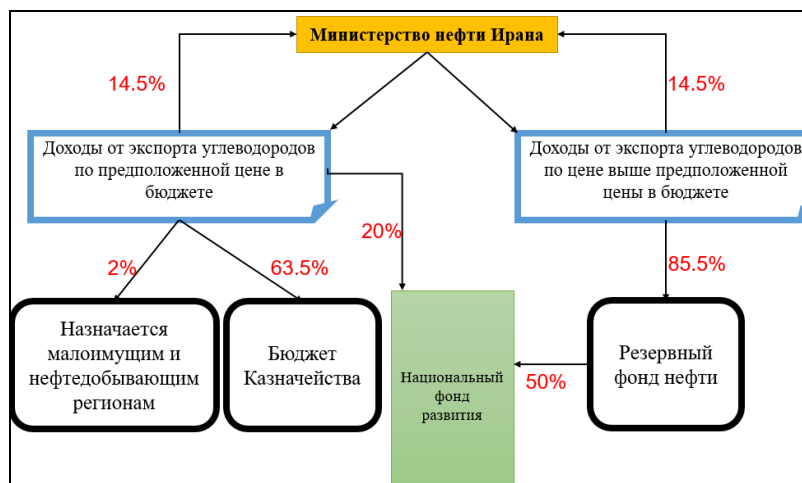


Рис. 1 Структура доходов Ирана от экспорта углеводородов

В соответствии с конституцией и горным кодексом, нефтегазовый комплекс Ирана полностью регулируется государством, в частности, министерством нефти. К основным элементам регулирования нефтегазового комплекса страны относятся следующие [4]:

Национальная иранская нефтяная компания (NIOC – National Iranian Oil Company) занимающаяся работами по разведке и разработке месторождений, переработке и транспортировке нефтепродуктов.

Национальная иранская газовая компания (NIGC – National Iranian Gas Company) занимающаяся добычей, переработкой, транспортировкой и экспортом газа.

Национальная нефтехимическая компания (NPC – National Petrochemical Company) занимающаяся вопросами нефтехимического производства.

Национальная иранская нефтеперерабатывающая распределительная компания (NIOPC – National Iranian Oil Product Distribution Company) занимающаяся распределением нефтепродуктов в стране.

Несмотря на гигантский потенциал нефтегазового комплекса Ирана, в нем имеется целый ряд проблем по всем направлениям его деятельности (поиску углеводородных месторождений, бурению, добыче, транспортировке и переработке нефти и газа).

В целях решения указанных проблем и достижения технологической и финансово-экономической независимости в развитии нефтегазового комплекса Исламской Республики Иран государство как основной субъект его регулирования с помощью государственных методов и инструментов должно последовательно создавать благоприятную среду для стимулирования внешних инвестиций в экономику отрасли, реализуя при этом основополагающие принципы ее экономической безопасности.

Нефтегазовый комплекс Ирана в своем развитии сталкивается с необходимостью существенной технико-экономической модернизации отрасли. Например, обнаруженные месторождения в иранском секторе Каспийского моря, запасы которых оценили в 1300 млн тонн нефти и 560 млрд м³ газа, не разработаны из-за технических осложнений. Поэтому имеется острая потребность в иностранной технической помощи для овладения передовыми зарубежными технологиями, в том числе методами горизонтального бурения, трехмерной или даже четырехмерной сейсморазведкой, стимуляцией нефтяных слоев закачкой газа.

Также нужно отметить, что коэффициент извлечения нефти в Иране очень низкий (в среднем менее 30%). Перед Министерством нефти Ирана поставлена задача повышения коэффициента нефтеотдачи в среднем до 35% за счет внедрения новых технологий поиска месторождений и повышения извлечения нефти на уже известных месторождениях.

В газовом секторе страны ситуация похожая. Ограничивающим фактором для развития данного сектора в Иране является недостаток технологий. Проекты по разработке инфраструктуры для месторождения Южный-Парс сталкиваются с задержками, а ведь на нем сосредоточено примерно 40% доказанных запасов газа страны. До 2025 года в Иране планируется модернизация и строительство необходимой инфраструктуры и новых мощностей по переработке газа, что позволит увеличить производительную способность страны.

В настоящее время для разработки нефтяных и газовых месторождений государству Ирана необходимо привлечение инвестиций в размере 200 миллиард долларов США. Международные санкции запретили прямые иностранные инвестиции в газовую, нефтяную, нефтеперерабатывающую и нефтехимическую отрасли страны. Это привело к сокращению иностранных инвестиций (рис. 2) и отказу многих иностранных компаний от участия в действующих и планируемых иранских нефтегазовых проектах. Например, две наиболее проработанных проекта по производству сжиженного природного газа (Парс-СПГ и Персиан-СПГ), соответствующие 11-ому и 13-ому этапам разработки месторождения Южный Парс, были отложены из-за отсутствия финансирования в достаточном размере.

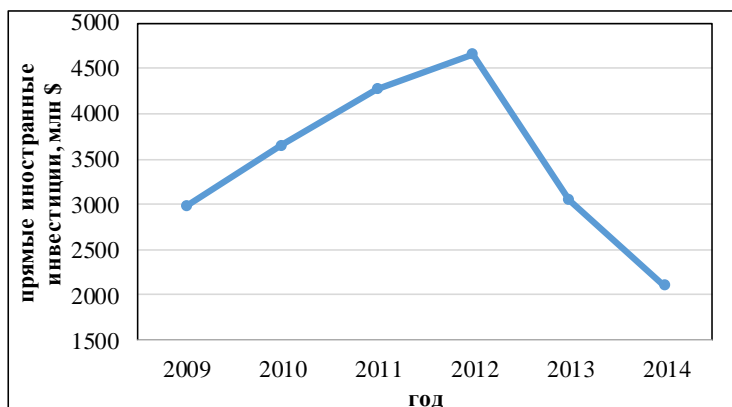


Рис. 2 Сокращение прямых иностранных инвестиций в результате международных санкций

В связи с вышесказанными государство должно убедить иностранные компании в целесообразности инвестирования вместе со своими технологиями в структуру промышленности страны. Раньше правительство использовало в работе с многонациональными компаниями (МНК) контракты обратного выкупа, позволяющие иностранцам входить в проекты по разведке и разработке через дочерние предприятия иранских госкомпаний. Недостатки данного типа контракта мешали активное участие и МНК в нефтегазовом комплексе Ирана. За последние годы Иран представил новую модель нефтяного контракта –

интегрированный нефтяной контракт (ИПК), с целью привлечения иностранных инвестиций.

Большинство иранских подрядчиков работают в небольших компаниях и из-за отсутствия возможности получения инвестиции, большинство местных компаний не могут создать сильную инженерную инфраструктуру, особенно по развитию сервисных компаний.

Однако, нужно отметить, что увеличение доли иностранного капитала при разработке и реализации крупных проектов, связанных с освоением нефтяных и газовых месторождений, является серьезной угрозой экономической безопасности национального хозяйства.

Экономическая безопасность определяется как состояние экономики, при котором обеспечивается достаточно устойчивый и высокий экономический рост; эффективное удовлетворение экономических потребностей; контроль государства за движением и использованием национальных ресурсов; защита экономических интересов страны на национальном и международном уровнях.

Поэтому с целью привлечения прямых иностранных инвестиций и обеспечения экономической безопасности национального хозяйства, правительству Ирана необходимо создать собственные крупные компании и нефтехимические предприятия для замещения экспорта углеводородного сырья высококачественными нефтехимическими продуктами.

Литература

1. Леонтий В.Э. Направления инновационного развития нефтегазового комплекса и его влияние на экономику России // Интерэкспо гео-сибирь. –2013. -№ 1. – С. 37– 41.
2. Бабазадехнанехкаран М. и Хайкин М.М. Проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса Исламской Республики Иран // Экономика и предпринимательство. –2016. -№ 12-4. – С. 733 –737.
3. Бабазадехнанехкаран М. и Хайкин М.М. Особенности государственного регулирования нефтегазового комплекса Исламской Республики Иран // Экономика и предпринимательство. –2017. -№ 9-3. – С. 98 –101.
4. Нефтегазовый комплекс Исламской Республики Иран. Институт Ближнего Востока: URL: <http://www.iimes.ru> (дата обращения 20.10.2017)

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ФИНАНСОВОГО СОСТОЯНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ РОССИИ

А.И. Бахлюстов, Ю.С. Пуговкина, К.А. Шилинцев

Научный руководитель – доцент О.В. Пожарницкая

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день эволюция современной экономики в России основана на добыче природных ресурсов, главным образом на нефтегазовой промышленности. Ее развитие является залогом стабильности и устойчивости экономики. Настоящий мир представить без продуктов переработки углеводородного сырья невозможно: для космических ракет – горючее, для автомобилей – дизельное топливо и бензин, лекарства, удобрения, дорожные покрытия и многое другое. В России добыча, транспортировка и переработка углеводородных ресурсов главным образом осуществляется тремя предприятиями: ПАО «Газпром», ПАО «ЛУКОЙЛ» и ПАО «НК Роснефть».

Управление финансами стало одним из важнейших областей деятельности каждого субъекта социально-рыночного хозяйства, поскольку именно на них основываются эффективность управленческих решений. Получить наиболее объективную информацию о финансовом состоянии предприятия, его прибыльности и эффективности работы можно с помощью финансового анализа.

Одним из главных элементов финансового менеджмента предприятия является финансовый анализ. С помощью финансового анализа руководитель предприятия получает доступ к необходимой информации, которая

**СЕКЦИЯ 18. ЭКОНОМИКА МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ.
ГОРНОЕ ПРАВО**

дает объективную картину финансового состояния организации, позволяет увидеть преобразование расчетов с дебиторами и кредиторами, структуры активов и пассивов, ее прибылей и убытков. Анализ финансового состояния предприятия – это процесс исследования финансовой ситуации на предприятия и основных результатов его финансовой деятельности, целью которого является выявление резервов улучшения этой ситуации. Полученная в ходе анализа информация служит основой для принятия решений по инвестиционной, операционной и финансовой деятельности предприятия.

Проведем финансовый анализ для предприятий нефтегазовой отрасли России за 2016 год (таблица 1).

Таблица 1

Крупнейшие нефтегазовые предприятия России в 2016 году

Компания	Выручка (тыс. руб.)	Чистая прибыль (тыс. руб.)
«Газпром»	3 934 488 441	411 424 597
«ЛУКОЙЛ»	316 540 706	270 792 832
«Роснефть»	4 988 000 000	201 000 000

Выручка ПАО «Газпром» 2016 году составила 3 934 488 441 тыс. руб. Относительно 2015 года выручка уменьшилась на 399 805 036 тыс. руб. (9,22%). В 2015 году относительно 2014 года выручка увеличилась на 344 013 305 тыс. руб. (8,62%).

Для сравнения выручка ПАО «ЛУКОЙЛ» ежегодно увеличивается и имеет наилучшую тенденцию к росту. В 2016 году по сравнению с 2015 она увеличилась на 57 342 958 тыс. руб. (22,12%), в 2015 по сравнению с 2014 выручка увеличилась на 45 058 614 тыс. руб. (6,72%).

Из трех предприятий наибольший показатель выручки в 2016 году отмечается у ПАО «НК Роснефть» (4 988 000 000 тыс. руб.). В 2016 году выручка относительно 2015 снизилась на 162 000 000 тыс. руб. (3,15%), в 2015 относительно 2014 – увеличилась на 850 319 800 тыс. руб. (19,78%).

Таблица 2

Расчетная таблица финансовых показателей нефтегазовых компаний за 2016 год

Наименование коэффициента	ПАО «Газпром»	ПАО «ЛУКОЙЛ»	ПАО «НК Роснефть»
Коэффициент абсолютной ликвидности	0,51	0,28	0,61
Коэффициент текущей ликвидности	2,15	1,72	1,32
Промежуточный коэффициент покрытия	1,75	1,71	1,25
Коэффициент соотношения собственных и заемных средств	3,02	1,52	0,18
Рентабельность продаж	0,084	0,85	0,008
Коэффициент прибыльности	0,104	0,57	0,025
Коэффициент независимости	0,77	0,59	0,68
Наличие собственных оборотных средств	-388 580 422	22 897 729	-5 235 629 277
Наличие собственных и долгосрочных источников в формировании запасов	1 541 686 628	332 501 272	782 508 574
Общая величина основных источников формирования запасов и затрат	3 050 365 090	794 864 626	3 184 684 934
Экономическая рентабельность до уплаты налогов	0,19	0,74	0,088
Рентабельность собственного капитала	0,04	0,15	0,06
Эффект финансового рычага	0,0105	0,017	0,0085

Анализируя результаты таблицы 2, можно сделать следующие выводы о финансовом состоянии и финансовой устойчивости предприятий. Коэффициент абсолютной ликвидности трех компаний: ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «Газпром» и ПАО «НК Роснефть» больше предельного значения (0,2) – 0,51, 0,28 и 0,61 соответственно. Это означает, что предприятия в 2016 году обладали мгновенно ликвидными активами.

У всех предприятий значения промежуточного коэффициента покрытия больше предельного. Наибольшее значение коэффициента отмечается у ПАО «Газпром» – 1,75. Из этого следует, что в 2016 году рассматриваемые предприятия имели возможность выводить из обращения быстро-ликвидные активы, чтобы погасить краткосрочные обязательства.

Коэффициент текущей ликвидности ПАО «ЛУКОЙЛ» и ПАО «Газпром» больше предельного значения и составляет 2,15 и 1,72, а у ПАО «НК Роснефть» меньше предельного значения – 1,32. Таким образом, предприятия ПАО «Газпром» и ПАО «ЛУКОЙЛ» в 2016 году были ликвидны и способны погашать краткосрочные обязательства за счет оборотных средств, а ПАО «НК Роснефть» – нет.

В 2016 году ПАО «ЛУКОЙЛ» и ПАО «Газпром» характеризуются как финансово устойчивые предприятия, способные погасить все свои обязательства за счет собственных средств, о чем свидетельствует значение коэффициента соотношения собственных и заемных средств. При этом ПАО «Газпром» характеризуется наибольшим значением коэффициента (3,02), чем у других предприятий. Значение коэффициента предприятия ПАО «НК Роснефть» намного ниже предельного, что говорит о недостаточной финансовой устойчивости.

Показатель рентабельности продаж у ПАО «НК Роснефть» и у ПАО «Газпром» меньше допустимого уровня и составляют 0,008 и 0,084. ПАО «ЛУКОЙЛ» была единственной рентабельной компанией в 2016 году – с каждого рубля проданной продукции предприятие получало прибыль в размере 85 копеек.

Собственный капитал всех предприятий можно назвать хорошим. У ПАО «Газпром» в 2016 году составляет 77% от величины имущества предприятия, у ПАО «НК Роснефть» – 68%, а у ПАО «ЛУКОЙЛ» – 59%, то есть рассматриваемые предприятия были практически независимы от заемных источников финансирования.

Показатели – наличие собственных оборотных средств, наличие собственных и долгосрочных источников в формировании запасов, общая величина основных источников формирования запасов сравниваются с величиной запасов предприятия с целью определения типа финансовой устойчивости и степени зависимости предприятия. Так как у всех трех предприятий показатель наличия собственных оборотных средств меньше величины запасов, а общая величина основных источников формирования запасов и показатели наличия собственных и долгосрочных источников в формировании запасов больше величины запасов, то все эти предприятия относятся ко второму типу финансовой устойчивости. То есть компании обладают нормальной финансовой устойчивостью, характеризующейся полной платежеспособностью в краткосрочном периоде.

В 2016 году у предприятий ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «Газпром» и ПАО «НК Роснефть» был низкий эффект финансового рычага, то есть этим предприятиям кредит брать было невыгодно, но так как эти показатели небольшие (0,0105, 0,017 и 0,0085 соответственно), то это не сильно сказалось на деятельности предприятий. Наиболее оптимальные значения эффекта финансового рычага варьируются от 30 до 50% от уровня экономической рентабельности активов (ROA) при значениях плеча финансового рычага от 0,54 до 0,67. При таких значениях прирост рентабельности собственного капитала будет больше прироста доходности вложений в активы.

Таким образом, можно сделать вывод, что в 2016 году рассматриваемые в данной статье предприятия нефтегазовой отрасли были достаточно финансово устойчивы и обладали относительно хорошим финансовым состоянием. Предприятия ПАО «Газпром» и ПАО «ЛУКОЙЛ» развивались немного лучше, чем ПАО «НК Роснефть», о чем свидетельствует большинство финансовых показателей.

Литература

1. Бутов Д.В. Диагностика предприятия с помощью финансовых коэффициентов // Справочник экономиста. – 2013. – №9.
2. Крылов С. И. Финансовый анализ: Учебное пособие / С. И. Крылов. – Екатеринбург: Изд-во Урал. Ун-та, 2016. – 160 с.
3. ПАО «Газпром»: [Электронный ресурс] – Режим доступа. – URL:<http://www.gazprom.ru/> (дата обращения 23.11.2017).
4. ПАО «ЛУКОЙЛ»: [Электронный ресурс] – Режим доступа. – URL:<http://www.lukoil.ru/> (дата обращения 23.11.2017).
5. Пожарницкая О.В., Демьяненко Ю.В. Развитие ключевых компетенций на основе автоматизации SAP HR Вестник Томского государственного педагогического университета. 2012. № 12 (127). С. 113-115.
6. ПАО «НК Роснефть»: [Электронный ресурс] – Режим доступа. – URL:<http://www.rosneft.ru/> (дата обращения 23.11.2017).

КОРПОРАТИВНАЯ СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ (НА ПРИМЕРЕ ОАО «НК «РОСНЕФТЬ»)

Е.А. Безменников, Е.С. Витюк

Научный руководитель – доцент О.В. Пожарницкая

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Социальная ответственность бизнеса в серьезных масштабах – дело относительно новое в мире, тем более в России. Нефтегазовые компании развитых стран ведут бизнес в основном на территориях третьих стран, и естественный набор задач их социального поведения – защита окружающей среды и здоровья своих работников – дополняется развитием местных экономик. Социальная ответственность не была изобретением самих компаний, но постепенно навязывалась им обществом и государством, а позднее стала учитываться биржами. Теперь социальный фактор стал влиять (позитивно) на котировки акций, а его важность выросла настолько, что этот тип активности не снижается и в условиях спада нефтяных цен. В российских условиях нефтегазовый бизнес лидирует в сфере корпоративной ответственности сразу по нескольким причинам. Во-первых, это наиболее богатая отрасль страны. Во-вторых, местные органы власти и социальные движения пристально следят за данными компаниями. Но в огромной мере это связано с выходом наших компаний на западные биржи, наличием западных менеджеров.

Социальная ответственность бизнеса в России получила широкое развитие в 2000-е годы, когда крупные компании начали финансировать масштабные проекты и программы, нацеленные на улучшение условий жизни людей. Сегодня нефтегазовые компании являются лидерами по объему социальных инвестиций в России. При этом у компаний отмечается различный подход к социальным инвестициям, что вызвано как особенностями их бизнеса, так и уровнем развития корпоративной социальной ответственности [1,7].

Под корпоративной социальной ответственностью (далее – КСО) понимается оплата компаниями проектов, программ и разных мероприятий, которые не приносят фирме заработок, а нацелены на усовершенствование жизни людей. В рамках КСО средства вкладываются в формирование инфраструктуры (врачебная наука, учреждения школьного и дошкольного образования, культуры, спортивные объекты и пр.), помощь народонаселению, нуждающимся в поддержке (к примеру, ветеранов). Основные инвестиции вкладываются на усовершенствование стиля фирмы на государственном либо международном уровне.

В РФ нефтегазовые фирмы достаточно деятельно исполняют социально-направленную политику. «Газпром» является фаворитом сообразно масштабу социально-нацеленных проектов, что разъясняется наличием дочерних компаний. Не считая «Газпрома» величайшее пребывание в регионах отмечается у «Роснефти» и «Лукойла», которые реализуют общественные проекты как в регионах добычи, так и в регионах переработки сырья и реализации товаров. У «Сургутнефтегаза» упор в сфере соц инвестиций делается на регионы нефтегазодобычи, которые сконцентрированы в Западной Сибири. Сравнимо малые фирмы «Татнефть» и «Башнефть» финансируют общественные проекты в регионах собственной главной деловитости – в Татарстане и Башкортостане, что разрешено еще разъяснить наличием договоренностей между компаниями и региональными господствами.

Социальная программа ОАО «НК «РОСНЕФТЬ»

Социальная политика ОАО «НК «Роснефть» является неотъемлемой долей корпоративной стратегии, направленной на творение только комплекса критерий для устойчивого развития фирмы в долгосрочной перспективе. Данная политика основывается на непрременном следовании общепризнанным международным нормам, относящимся к правам человека и нормам российского законодательства в сфере организации труда.

Высокая социальная ответственность перед всеми заинтересованными сторонами, в основе которой равенство возможностей, взаимное уважение и приоритет закона, – это первостепенное условие повышения эффективности и конкурентоспособности по всем направлениям деятельности, а еще укрепления деловитый репутации ОАО «НК «Роснефть».

Фирма исполняет масштабные мероприятия, направленные на:

- снабжение безопасных и удобных критерий труда;
- решение жилищных проблем;
- усовершенствование свойства жизни служащих и их семей;
- профессиональное обучение служащих;
- материальную помощь ветеранов и пожилых людей;
- социальное и экономическое формирование регионов.

Главные направленности общественной политики ОАО «НК «Роснефть» созвучны государственным проектам, реализуемым Правительством Русской Федерации, – «Доступное жилье», «Образование» и «Здоровье».

Общественные затраты ОАО «НК «Роснефть» в 2017 году составили наиболее 17 миллиардов. руб., планируемый размер социальных инвестиций в 2018 году составит 15,5 миллиардов. руб.

Оплачивание общественной программки Фирмы исполняется сообразно последующим главным фронтам:

• усовершенствование жилищных критерий служащих (порция издержек - 10,9% от общей суммы расходов на социальный блок);

- творение хороших критерий труда и отдыха (31,7%);
- защита здоровья и помощь здорового вида жизни (20,5%);
- негосударственное пенсионное снабжение (13,5%);
- социально-экономическое формирование регионов (13,4%);
- оглавление общественной инфраструктуры (6,4%);
- благотворительность (3,6%).

Затраты на социальные проекты распределены по следующим источникам финансирования:

С отнесением на себестоимость (в 2017 году до 70% фактически проведенных расходов на социальные нужды) финансируются жилищное строительство, приобретение служебных квартир, проводятся затраты на развитие производственной социальной сферы и содержание объектов социальной сферы, а также часть выплат социального характера работникам и пенсионные взносы в НПФ «Нефтегарант» по основному проекту.

Заемные средства (3% от объема социальных расходов) предоставляются в рамках реализации программ корпоративной ипотеки и на предоставление образовательных займов работникам Компании.

В соответствии с Налоговым кодексом РФ за счет прибыли (27% от объема социальных расходов) финансируются участие Компании в федеральной целевой программе «Жилище» по сносу ветхого и аварийного жилья в Сахалинской области, выплаты по социальной поддержке ветеранов и пенсионеров, а также проводятся расходы по заключенным Соглашениям с администрациями регионов по развитию социальной сферы и на благотворительность.

В целях привлечения и закрепления высококвалифицированных специалистов, повышения эффективности их труда в Компании уже на протяжении нескольких лет успешно реализуются программы строительства жилья и ипотечного кредитования.

ОАО «НК «Роснефть» реализует комплексную программу обеспечения жильем своих сотрудников, которая включает четыре основных направления:

- корпоративное ипотечное жилищное кредитование;
- жилищное строительство;
- участие в реализации Федеральной целевой программы «Жилище» на о. Сахалине;
- предоставление служебного жилья

В целях создания оптимальных условий труда и отдыха, повышения производительности труда, снижения заболеваемости и травматизма работников, в социальной политике ОАО «НК «Роснефть» уделяется особое

внимание обустройству и развитию вахтовых поселков. По вахтовому методу в Компании работают свыше 27 тыс. человек, проживающих в 62 вахтовых поселках.

В 2017 году на развитие производственной социальной сферы было направлено 5,45 млрд. руб., а на 2018г. общий объем инвестиций планируется на уровне 6 млрд. руб.

Результатом проводимых мероприятий является существенное изменение облика вахтовых поселков: на смену общежитиям старого образца приходят новые, более комфортабельные жилые комплексы, планомерно улучшается медицинское обслуживание, расширяется набор бытовых услуг, появляются дополнительные возможности для занятий спортом и полноценного досуга.

Литература

1. Matugina, E. G.; Pogharnitskaya, O. V.; Petrova, K. O. Intensive use of energy resources regarding sustainable cities. 19th International Scientific Symposium on Problems of Geology and Subsurface Development in Honor of Academician M.A. Usov. Tomsk, RUSSIA публ.: APR 06-10, 2015.
2. Миловидов В.Г. Корпоративное гражданство как способ «социальной конкуренции». - Корпоративная социальная ответственность и конкурентоспособность. – М.: Изд-во «Процесс», 2007. С. 111.
3. Зудин А.В. Россия: бизнес и политика (стратегии взаимодействия бизнеса и государства) // Мировая экономика и международные отношения. – М.: Изд-во «Капитан», 2007. С. 421.
4. Богатова Т.В., Потапчик Е.Г., Чернец В.А., Чирикова А.Е., Шилова Л.С., Шишкин С.В. Социальная политика. - М.: Изд-во ООО «Пробел-2000», 2006. С. 78.
5. Котлер Ф. Маркетинг от А до Я: 80 концепций, которые должен знать каждый менеджер / Филип Котлер; пер. с англ. – М.: Альпина Паблишерз, 2010. – 211 с.
6. Визгалов, Д.В. Брендинг города / Денис Визгалов. [Предисл. Л.В. Смирнягина]. – М.: Фонд «Институт экономики города», 2011. – 160 с.
7. Громцова О.В. Инновационная активность персонала. Автореферат диссертации на соискание степени кандидата эконом. наук. ТГУ., Томск, 2006. 26 с.

АНАЛИЗ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ КОМПАНИЙ В СФЕРЕ СТРОИТЕЛЬСТВА ИНЖЕНЕРНЫХ КОММУНИКАЦИЙ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

А.В. Бетенеков, Л.Ш. Усманова

Научный руководитель – доцент О.В. Пожарницкая

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Функционирование компаний в сфере строительства инженерных коммуникаций газоснабжения напрямую зависит от состояния рынка госзакупок, так как основным заказчиком в данной сфере является государство. Кризис 2014 года внёс свои коррективы в развитие данных фирм.

В экономике государственного заказа основным потребителем, а значит и носителем спроса, является государство в лице различных госорганов (федеральных, региональных, муниципальных). По данным журнала “Forbes” на начало 2015 года Министерство финансов уже дало указание сократить расходы госбюджета на 10%. Если экономическая ситуация в стране значительно не улучшится, то «...придется отказаться от новых крупных проектов, прежде всего инфраструктурных» [3, с. 1]. Каковы последствия такого решения для малого бизнеса?

Уровень конкуренции, по данным Министерства, в 2015 году повысился. Больше всего конкуренции отмечено в сегменте госзакупок ценой 10 - 50 млн рублей [2].

Кризис сказался на увеличении случаев неисполнения подрядов исполнителями и уменьшении портфеля госзакупок страны.

Во-первых, у подрядчиков появились проблемы с выполнением уже имеющихся контрактов. По закону, после того, как контракт был подписан обеими сторонами, он уже не подлежит пересмотру, если иное не оговорено в самом контракте. В случае невыполнения фирмой заказа в срок и по оговоренным ценам начинается простой, который в свою очередь, согласно ФЗ-№44 [1], облагается штрафом. В 2015 году было расторгнуто 495 тыс. договоров на сумму 1,25 трлн рублей. Также выросла и общая сумма неустоек – за каждые 480 руб. стоимости госконтракта было выплачено в среднем по 1 руб. неустойки [2]. Чтобы не платить неустойки, предприятие-исполнитель может попытаться завершить проект в убыток. Но, если такая возможность была в 2014-2015гг. (когда у предприятий была финансовая подушка, сформированная с фондов нераспределенной прибыли предыдущих периодов), то после 2016 такой вариант маловероятен. Тогда руководство компании-подрядчика может попытаться внести изменения в проект и смету. Что это значит? А это значит, что менеджеры и владельцы предприятий будут в частном порядке убеждать заказчика внести изменения в смету и проект. В данном контексте стоит упомянуть лишь то, что именно решение проблем в частном порядке совместно с чиновниками влечет за собой коррупцию, губительное влияние которой на малый бизнес отрицать не приходится.

Во-вторых, государственные органы не будут тратить деньги на те проекты, которые, по их мнению, не являются необходимыми в контексте сегодняшней ситуации. Проще говоря, сокращается спрос. К примеру, невозможно свернуть финансирование строительства спортивных объектов к ЧМ-2018 (Лужники, Zenit-Арена и т.д.), а кроме того есть т.н. «особый сектор» госзаказа, который проходит вне системы тендерных госзакупок: траты для МО РФ, МВД и пр. Следовательно, экономить государству придется на тех проектах, реализацию которых можно отложить. Что будет с теми, кто «целился» на эту часть рынка, а именно с предприятиями сферы строительства и монтажа коммуникаций для конечного потребителя природного газа? Таким фирмам, преимущественно малым, придется очень тяжело.

**СЕКЦИЯ 18. ЭКОНОМИКА МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ.
ГОРНОЕ ПРАВО**

В таблице приведены финансовые показатели одной из томских фирм, занятой в сфере газоснабжения. Данные вычислены с учетом повышения стоимости заемного капитала, изменения структуры капитала [4].

Таблица

Финансовые показатели ООО «ТосмГазСпецМонтаж»

	2014 год	2015 год	2016 год
Выручка, руб.	120000000	91530000	84280000
Полные Издержки, руб.	102000000	78694000	71800000
Ставка по кредитам и займам, %	16	19	22
Заемный капитал, руб.	50000000	45210000	55000000
Собственный капитал, руб.	25000000	25000000	15000000
Налог на прибыль, %	20	20	20
ЕВИТ - прибыль от продаж, руб.	18000000	12836000	12480000
ЭР - экономическая рентабельность, %	24	18	17,8
ЭФР - эффект финансового рычага, %	12,8	-1	-12,2
Рск - рентабельность собственного капитала, %	32	14	2
ЧП - чистая прибыль, руб.	8000000	3396880	304000
Разница между ЕВИТ и ППП, руб.	6000000	-503900	-2920000
ППП - пороговая прибыль от продаж, руб.	12000000	13339900	15400000

По таблице видно, как меняется чистая прибыль предприятия в связи со снижением выручки в условиях увеличения цены капитала. Она снижается. Кроме того, пороговая прибыль от продаж также растёт.

Какую ситуацию на рынке мы можем наблюдать в связи со сложившимися обстоятельствами? Вслед за падением спроса следует общее падение рынка госзаказа в сфере строительства газовых коммуникаций. В таком случае предприятиям приходится усилить конкурентную борьбу, прежде всего, ценовыми методами. Кроме того, в условиях упадка рынка подрядчикам-строителям приходится пользоваться различными ухищрениями для того, чтобы работать с прибылью. Вследствие этого, управленцы и владельцы бизнеса пересматривают структуру себестоимости своей продукции и начинают сокращать издержки. Всегда ли это хорошо?

Классический подход – сначала сокращаются полные издержки (в т.ч., внутрихозяйственные и коммерческие, составляющие меньшую часть в общей доле), а уже после – производственные. Сокращение издержек на рабочую силу – один из самых радикальных, но действенных способов, к которому стараются прибегать только в крайнем случае: отмена/минимизация обучения персонала, отмена поощрительных компенсаций и выплат, переход к «серой» зарплате с последующим её снижением. Снижение мотивации, квалификации, увольнения и потеря фактора опыта, которыми оперируют фирмы на этом рынке, ведут к снижению качества и росту временных затрат.

Другой распространенный способ – снижение производственной себестоимости с помощью снижения стоимости сырья и материалов. Фирмы-строители в сфере газоснабжения в таком случае прибегают к замене проверенных годами соединительных частей (э/сварные муфты, запорные механизмы, тройники, отводы и пр.) иностранного производства на отечественные аналоги (импортзамещение), более дешёвые (в основном, из-за курсовой разницы), менее качественные (мнение авторов) и однозначно непроверенные временем. В качестве примера выбрана эта статья расходов, т.к. соединительные механизмы являются одним из наиболее важных параметров качества конечного газопровода.

Срок эксплуатации газопровода из ПЭ-материалов составляет 50 лет. Гарантийный срок, предоставляемый подрядчиком по 44-ФЗ, редко превышает 3 года. В таком случае, претензии по качеству конечного продукта в послегарантийный период ложатся исключительно на Заказчика. На практике это означает, что муниципалитет будет вынужден проводить ремонт магистрали и/или отдельных её частей на собственные средства. В это время поселения или даже районы останутся без газоснабжения.

«На Руси со времен Петра любят проходимцев» - эта цитата из одного российского фильма хорошо описывает ситуацию, которая складывается на рынке. В условиях неопределённости появились т.н. фирмы – «однодневки», которые, зачастую не без коррупционной составляющей (мнение авторов), выигрывают тендеры по «бросовым» ценам, после чего нанимают реальных подрядчиков в субподряд. Таким образом минимизируя прибыль последних, а иногда и выводя их в убыток. Почему же они берутся за такую работу? Всё просто – надежда покрыть хотя бы часть издержек (налоги на имущество, коммунальные услуги, содержание зданий и помещений) и сохранить коллектив (выплата заработных плат).

Что делать фирмам, обеспечивающим строительство инженерных коммуникаций газоснабжения, деятельность которых уже много лет была тесно связана с государством (некоторые фирмы работают в этой сфере с 1991 года)? Самый банальный, но действенный вариант – диверсифицировать товарный портфель: заняться монтажом придомовых коммуникаций газоснабжения, строительством и проектированием газопроводов для частных производственных предприятий; развивать направление автономного газоснабжения: установки баллонного оборудования, газгольдеров и т.д.; перейти на монтаж водопроводов и водных коммуникаций; перейти на малоэтажное строительство (коттеджи, таунхаусы, гостинки). Но стоит понимать, что любая диверсификация также стоит денег. Остались ли они у фирм в 2017 году? Вопрос остается открытым.

Кроме того, ни одна из этих сфер не сможет дать ни на начальном этапе, ни на этапе развития, такой объем работы, который приемлем для немаленьких компаний-строителей (TRпорог. покрывает все затраты предприятия, в т.ч. высокие накладные расходы).

Также фирма может уйти с рынка и распродать свои активы. Но стоит понимать, что владельцы понесут большие убытки, а пути обратно не будет: до 90% активов у фирм-подрядчиков находится в кредите или в залоге, таким образом, деньги, вырученные с продажи, уйдут кредиторам.

Другой выход – повышение эффективности деятельности компании. В кризисных ситуациях всегда повышается эффективность: у человека, у фирмы, у государства. Но обратная сторона медали состоит в том, что повышение эффективности всегда влечет за собой сокращение издержек. Последствия такой повышенной эффективности описаны выше.

Литература

1. Федеральный закон от 05.04.2013 N 44-ФЗ (ред. от 29.07.2017) "О контрактной системе в сфере закупок товаров, работ, услуг для обеспечения государственных и муниципальных нужд" // СПС КонсультантПлюс
2. Минэкономики: в 2015 году объем госзакупок уменьшился, а конкуренция возросла // <http://torg94.ru>: главное об электронных закупках, 2017. URL: <http://torg94.ru/stat/6899.html> (дата обращения: 27.11.2017).
3. Проблема на триллионы: как кризис разрушил экономику госзаказа: [Электронный ресурс]// Forbes.ru: журнал. / сост.: И.Грузинова, Е.Зубова, 2015. URL: <http://www.forbes.ru/kompanii/infrastruktura/282749-problema-na-trilliony-kak-krizis-razrushil-ekonomiku-goszakaza?page=0,1> (дата обращения: 25.11.2017).
4. Шимширт Н. Д. Современная теория и практика финансового менеджмента на предприятии: учебник / Н.Д.Шимширт; Том. гос. ун-т. - Томск: Изд-во Том. ун-та, 2011г

ПРИМЕНЕНИЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В ОРГАНИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА Т.С. Бибикова

Научный руководитель – доцент Т.С. Глызина
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Образование кадров является важнейшим фактором экономического роста в стране. Эффективность работы сотрудников напрямую влияет на успех предприятия. Поэтому проблема обучения персонала актуальна для многих компаний. Потребность в поддержании профессионализма работников практически постоянна. Развитие новой техники и технологий, изменение структуры организации и её стратегии, необходимость освоения новых видов деятельности, изменения во внешней среде оказывают значительное влияние на содержание работы сотрудника и результаты его труда. Появление новых технических средств, применяемых в процессе труда на производстве, требует специальной подготовки рабочих.

Реализация стратегии, ориентированной на клиентов организации, невозможна без соответствующей подготовки персонала, непосредственно взаимодействующего с потребителями. В обучении участвуют, как минимум три стороны – это сама организация, обучаемые сотрудники и те, кто их обучает. Их цели и действия различны, поэтому обучение подразумевает:

- с позиции организации – спланированный процесс изменения качества рабочей силы с целью приведения его в соответствие с требованиями предприятия;
- с позиции обучаемого работника – процесс приобретения знаний и навыков, необходимых для выполнения работы;
- с позиции обучающего – процесс передачи знаний и навыков обучающимся [1].

Таким образом, под обучением персонала понимается процесс передачи, получения и усвоения знаний, приобретения навыков и опыта, необходимых для эффективного выполнения работы.

Знания, умения и навыки людей приобретаются различными способами, в частности:

- в ходе обучающих программ с участием преподавателей;
- путем отработки приемов работы на практике;
- в процессах наблюдения и осмысления опыта и поведения других сотрудников;
- на собственном опыте путем проб и ошибок;
- в процессе совместной работы в сотрудничестве с коллегами и руководителем;
- самостоятельно, по собственной инициативе и др.

Вместе с тем обучение является важным аспектом взаимодействия между организацией и работником, где могут сталкиваться противоположные интересы:

- обучение работников для организации – средство повышения производительности, эффективности, укрепления конкурентных позиций;
- обучение для работника есть средство улучшить свое положение: повысить квалификацию, продемонстрировать свои способности, получить продвижение по карьерной лестнице, повысить заработок, укрепить свои позиции в компании или найти лучшую работу в другой организации [2].

Основными методами обучения на рабочем месте являются:

- "копирование" – работник прикрепляется к опытному специалисту, в результате взаимной работы копирует действия сотрудника;
- делегирование – возможная передача специалистом определенной области задач с полномочиями принятия решений по строго оговоренному кругу вопросов;
- метод усложняющихся заданий – определенная программа действий работника, выстроенная по структуре важности, от простых решений и действий до более сложных. Последний этап – самостоятельное принятие решения и выполнения поставленной задачи;

- наставничество – занятия специалиста со своим персоналом в ходе ежедневной работы;
- ротация – работника переводят на новую должность или отправляют на новое место работы на определенный срок для расширения профессиональных знаний, повышение квалификации или получения новой профессии.

Для оценки эффективности обучения используется модель Дональда Киркпатрика, которая состоит из четырех уровней.

Таблица

Обобщенная модель Д. Киркпатрика

Уровень оценки	Название	Конвенциональность	Метод оценки
I	Реакция	Оценка удовлетворенности потребителей. Реакция обучаемых	Проведение анкетирования после обучения
II	Обучение	Изменение установок, улучшение знаний и совершенствование навыков участников	До и после обучения проводится тестирование, либо предоставляется отчет руководителя структурного подразделения
III	Поведение	Изменение поведения участников на рабочем месте	Проводятся мероприятия по оценке обучающихся
Уровень оценки	Название	Конвенциональность	Метод оценки
IV	Результаты	Изменения, которые произошли в связи с тем, что участники прошли обучение. Влияние на результаты бизнеса.	Внутренняя сертификация

Предметом оценки результатов труда персонала являются личные качества работников, процесс труда и результативность труда.

Таким образом, применение образовательных технологий для обучения персонала организации является важнейшим инструментом, с помощью которого руководство повышает компетенцию и профессионализм персонала.

Работники, которые обладают необходимым объемом знаний, навыков и умений, могут обеспечить более высокое качество и производительность труда при рациональном использовании материальных ресурсов, что обуславливает влияние профессионального обучения работников на экономический рост. Возникает возможность формирования определенной культуры, свойственной и отличающей данную организацию на рынке.

Литература

1. Кибанова А.Я. Управление персоналом организации: Учебник, 4-е изд., М.: ИНФРА-М, 2010. 695 с.
2. Коджаспирова Г.М., Коджаспиров А.Ю. Педагогический словарь для студентов высших и средних педагогических заведений М.: издательский центр Academia, 2002. – С. 95
3. Оценка эффективности обучения. Модель Дональда Киркпатрик
4. URL:<http://www.hr-portal.ru/article/ocenka-effektivnosti-obucheniya-model-donalda-kirkpatrick>

СТРАТЕГИЧЕСКОЕ ЗНАЧЕНИЕ ТЕРРИТОРИЙ ОПЕРЕЖАЮЩЕГО РАЗВИТИЯ ДЛЯ ЭКОНОМИКИ СТРАНЫ

Е.А. Бирченко, А.А. Новикова

Научный руководитель – доцент О.В. Пожарницкая

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Территория опережающего социально-экономического развития (ТОР) - это часть территории субъекта РФ, включая закрытое административно-территориальное образование, на которой устанавливается особый правовой режим ведения предпринимательской и других видов деятельности [5]. Целью её создания является не только формирование благоприятных условий для привлечения инвестиций (как при создании особых экономических зон, ОЭЗ), но и обеспечение комфортных условий для жизни населения.

Для создания территории опережающего развития полагается подача заявки, которая может быть составлена руководством любого из субъектов РФ. В то время как зоны территориального развития (ЗТР) могут быть образованы только в определенном перечне регионов, составленном правительством РФ [6]. ТОР основывается под определенного резидента (индивидуального предпринимателя и юридического лица), принявшего с уполномоченным федеральным органом предварительное соглашение об осуществлении деятельности на данной территории. В данном соглашении определяется вид запланированной деятельности, объем инвестиционных вложений и количество создаваемых рабочих мест.

В пределах территории опережающего развития разрешается ведение разработки месторождений полезных ископаемых, производство подакцизных товаров. Данные виды деятельности полностью запрещены в особых экономических зонах, исключение составляет производство легковых транспортных средств. Также частичный запрет на производство подакцизных товаров введен и в зонах территориального развития. Однако он не затрагивает выпуск легковых машин и мотоциклов, разработку месторождений нефти и газа, добычу драгоценных металлов, драгоценных и полудрагоценных камней.

Впервые о формировании в стране территорий опережающего развития заговорили в 2013 году. Президент РФ Владимир Путин в своем послании Федеральному собранию предложил «создать на Дальнем Востоке и в Сибири сеть специальных территорий и зон опережающего экономического развития с особыми условиями для создания не сырьевых производств, ориентированных, в том числе и на экспорт».

Федеральный закон № 473-ФЗ «О территориях опережающего социально-экономического развития в РФ» вступил в силу 30 марта 2015 г. Кроме того, были внесены поправки в Налоговый кодекс РФ, также изменения коснулись Гражданского и Земельного кодексов.

Данный закон преследует главную цель – создание оптимальных условий для деятельности и развития малого и среднего предпринимательства. Он способствует привлечению на конкретную территорию капиталов, инвестиций в те регионы страны, где существуют потенциальные условия (сырьевая база, трудовые ресурсы) для экономического роста. Также документом определяется правовой режим территорий, меры государственной поддержки и порядок осуществления деятельности на таких территориях.

Федеральный Закон «О территориях опережающего развития» устанавливает следующие положения:

- Льготные арендные ставки для резидентов (0,4 % коэффициент от базовой ставки);
- Освобождение или снижение налога на имущество, землю;
- Льготы по налогу на прибыль (первые 5 лет составляет не более 5%, последующие 5 лет – от 10%);
- Льготные условия на добычу полезных ископаемых (0% на первые четыре года, с дальнейшим повышением до 100 %);
- Пониженные тарифы страховых взносов (величина взноса устанавливается размером 7,6% вместо 30% сроком на 10 лет);
- Особый порядок проведения государственного контроля, муниципального надзора;
- Приоритетное подключение резидентов к различным объектам инфраструктуры;
- Использование режима свободной таможенной зоны;
- Возможность найма иностранной квалифицированной рабочей силы на упрощенных условиях;

Финансирование строительства объектов инфраструктуры за счет бюджетных средств [2].

Надо отметить, что в заявке для создания ТОР предусматривается перечень видов экономической деятельности, осуществление которых допускается в результате реализации инвестиционных проектов [4].

Придание территории соответствующего статуса принимается исполнительным органом власти субъекта федерации. Срок существования ТОР, ограниченный по закону до 70 лет, может быть продлен в одностороннем порядке Правительством РФ, что не предусмотрено в отношении ОЭЗ, создаваемых сроком лишь на 49 лет, и ЗТР со сроком действия, составляющим 12 лет.

Статус территории опережающего развития получает тот район, где имеется значительное количество ресурсов, необходимых для долгосрочного занятия предпринимательской деятельностью, достаточный объем человеческого капитала в лице работников производственной сферы, а не сферы обслуживания.

В результате исследования уже созданных территорий опережающего развития, можно выявить сходные условия, которые явились основанием для создания ТОР. Особенностью этих территорий является их локализация на Дальнем Востоке. Этот федеральный округ имеет наихудшие социально-экономические показатели развития по сравнению с иными федеральными округами. Это послужило первопричиной создания ТОР именно здесь, а идейным вдохновителем проекта стал министр по развитию Дальнего Востока Галушко [3,8].

Также среди причин формирования территорий опережающего развития именно на Дальнем Востоке можно выделить ряд следующих особенностей:

- Низкая численность населения. Площадь Дальневосточного федерального округа составляет около 36% от всей территории РФ, при этом на ней проживает всего 4,4% населения страны.
- Наличие инженерных коммуникаций, автомобильных магистралей, железнодорожных путей.
- Наличие большого экономического потенциала для развития ДФО (земельные, природные и морские ресурсы, логистический потенциал, связанный с близостью к странам Азиатско-Тихоокеанского региона).
- Создание ТОР на Дальнем Востоке не несет больших потерь для бюджета с точки зрения сбора налогов.

Эти территории являются дотационными, а значит, что налоговые поступления незначительны. Отказ от некоторой части налогооблагаемых баз не окажет негативного воздействия на бюджетообразование, а перспективы регионального экономического роста создают высоковероятностные условия для их увеличения.

Таким образом, ТОР следует создавать в районах с низкими экономическими показателями, которые обладают перспективой развития, при условии компенсационного механизма в налоговых правоотношениях.

При создании территорий опережающего развития следует обратить внимание на ряд проблем.

Основной угрозой в формировании и развитии ТОР является дисфункция в создании новых рабочих мест. Декларирование создания новых рабочих мест в ТОР как основы для социально-экономического развития всячески приветствуется, однако факты привлечения на работу иностранных граждан (КНР), вместо граждан России несут в себе рост недовольства местного населения, что чревато развитием националистических настроений. Эти вопросы очень важны, их следует учесть на перспективу и принять меры по ограничению выдачи квот на привлечение иностранной рабочей силы при наличии местных трудовых ресурсов.

Добыча полезных ископаемых как один из разрешенных видов деятельности на территориях опережающего развития также несет в себе негативные последствия касательно экологического состояния регионов. Излишне мягкие налоговые и правовые режимы, созданные внутри ТОР, могут привести к губительным результатам (загрязнению атмосферы воздуха выбросами, истощению и ухудшению качества водных ресурсов, механическому нарушению почв и т.д.). Поэтому разработку месторождений и добычу полезных ископаемых следует вести только в исключительных случаях.

Но несмотря на то, что ТОР несут в себе угрозу деградации природных ресурсов страны и рост безработицы в затрагиваемых регионах, они также открывают путь для более эффективного и рационального использования как природного, так и человеческого капитала, что необходимо для устойчивого развития экономики России. Важным условием для этого является вовлеченность в процесс всех сторон-участников: уполномоченных органов власти на муниципальном, региональном и государственном уровнях, резидентов созданных Территорий, представителей сфер бизнеса, образования и науки, а также местного сообщества [6]. Именно от них, в конечном итоге, будет зависеть исход от реализации столь масштабного проекта, как территория опережающего развития.

Литература

1. Дьяков М.Ю. Территории опережающего развития как инструмент использования природного капитала // Сибирская финансовая школа. Экономика и социальная политика 2017 №2 (121). – С. 20 – 24.
2. Крутиков В.К., Дорожкина Т.В., Петрушина О.М., Федоров А.Г., Якунина М.В. Территории опережающего развития. Учебно-методическое пособие. Калуга: Издательство АКФ «Политоп», – 2017. – 148 с.
3. Осипов В.С. Стратегическое значение территорий опережающего развития для экономики страны // Вестник Московского университета имени С. Ю. Витте. Серия 1: Экономика и управление №2016'4 (19). – С. 5 – 12.
4. Постановление Правительства Российской Федерации от 22 июня 2015 года N 614 «Об особенностях создания территорий опережающего социально-экономического развития на территориях монопрофильных муниципальных образований Российской Федерации (моногородов)» (с изменениями на 26 апреля 2017 года).
5. Федеральный закон от 29.12.2014 N 473-ФЗ (ред. от 13.07.2015) «О территориях опережающего социально-экономического развития в Российской Федерации».
6. Matugina, E. G.; Pogharnitskaya, O. V.; Petrova, K. O. Intensive use of energy resources regarding sustainable cities. 19th International Scientific Symposium on Problems of Geology and Subsurface Development in Honor of Academician M.A. Usov. Tomsk, RUSSIA публ.: APR 06-10, 2015.
7. Шарипов Ф.Ф., Садков А.В. Создание территорий опережающего социально-экономического развития как инструмент привлечения инвестиций в производственную инфраструктуру регионов российской федерации//Вестник университета. – Москва, 2016. – №4. – С. 107 – 112.
8. Боярко Г. Ю., Матюгина Э.Г., Пожарническая О.В. Горнозаводские моногорода России. Горный журнал: научно-технический и производственный журнал. – 2017. – № 1. – [С. 4-10].

ОЦЕНКА УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ ПАО "ТАТНЕФТЬ"

Е.А. Богданович

Научный руководитель – доцент М.Р. Цибульникова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Устойчивое развитие предприятия можно рассматривать в качестве компенсационного механизма, позволяющего предприятию постоянно развиваться и адаптироваться к дестабилизирующему влиянию внешней и внутренней среды. Чем выше устойчивость развития предприятия, тем меньше риск возможного отклонения от ожидаемого результата и наоборот.

Компания «Татнефть» строит свой бизнес в одной из самых капиталоемких отраслей недропользования и воспроизводства энергоресурсов, требующей повышенной корпоративной ответственности по всем сегментам производственно-хозяйственной, финансовой, социальной, экологической деятельности. Компания последовательно развивает свою корпоративную практику. На долю компании приходится более 80% добычи нефти в Татарии и более 8% производства в России. «Татнефть» ведёт добычу на 77 нефтяных месторождениях. Доля основной текущей добычи нефти приходится на шесть крупных месторождений: Ромашкинское, Сабанчинское, Бавлинское, Первомайское, Бондюжское, Ново-Елховское. На 31 декабря 2016 года доказанные запасы нефти составляют 872,3 млн тонн. «Татнефть» добывает самую «дорогую», в России нефть. В таблице представлены производственные показатели ПАО "Татнефть" за 2013-2016 гг.

Таблица

Производственные показатели ПАО "Татнефть" за 2013-2016 гг.

Основные производственные показатели	2013	2014	2015	2016
Объем доказанных запасов нефти, млн.т.	847,3	851,5	869,8	872,
Объем добычи нефти, млн т	26,419	26,529	27,2	28,7
Объем добычи попутного нефтяного газа, млн т	864,8	931,43	944,13	946,941
Среднесуточная добыча нефти т/сут.	71526	71843	73773	73773
Объем бурения тыс.м	450,2	430,4	757,3	757,3

Доказанные запасы углеводородов нефти и конденсата у «Татнефти» на 31 декабря 2016 года составили 6,2 млрд. баррелей. Такие данные приводятся в отчете независимого аудитора Miller & Lentz. В 2015 году объем доказанных запасов только нефти у «Татнефти», согласно отчету того же аудитора, составлял 869,8 млн тонн,

увеличившись на 2,2% к 2014 году, что соответствует эквиваленту примерно в 6,52 млрд баррелей. Таким образом, по всей видимости, в 2016 году у «Татнефти» могло произойти сокращение запасов нефти. Обеспеченность запасами компании снизилась в 2016 году с 32 до 29 лет, что связано с увеличением добычи нефти на 5% в 2016 году. Это связано с бурным ростом добычи сверхвязкой нефти на новых месторождениях и с ростом добычи нефти на молодых месторождениях за пределами республики Татарстан. Однако в 2017 году «Татнефть», скорее всего, сократит добычу, так как вместе с другими нефтяными компаниями участвует в соглашении России и ОПЕК о снижении добычи нефти. Несмотря на сокращение срока жизни запасов нефти у «Татнефти», она обеспечена запасами на очень длительный срок по среднероссийским меркам. Обеспеченность запасами других крупнейших нефтяных компаний России составляет в среднем 19-20 лет, а у «Татнефти» 29 лет, а с учетом вероятных запасов – более 40 лет [3].

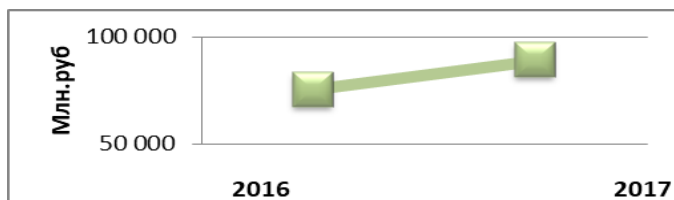


Рис 1 Чистая прибыль ПАО "Татнефть" 2016-2017 гг.

месяцами 2016 года рост прибыли составил 13% [2].

Социальная деятельность ПАО «Татнефть» признана одной из наиболее эффективных в России. Компания рассматривает оплату труда как составную часть интегрированной системы нематериального и материального стимулирования персонала, позволяющую компании сохранять высокую конкурентоспособность, удерживая и привлекая мотивированных и квалифицированных сотрудников. Среднемесячная заработная плата ежегодно увеличивается и в 2016 году составила 53,3 тыс. руб. (рис. 2) [1].

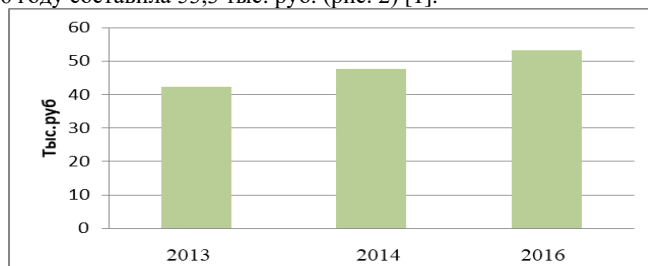


Рис 2 Среднемесячная заработная плата сотрудников ПАО "Татнефть" 2013-2016 гг.

Кадровая политика предприятия «Татнефть» базируется на использовании системы мотивации персонала, которая позволяет каждому работнику получать вознаграждение и карьерный рост, которые соответствуют его профессиональной квалификации и личному вкладу в дело предприятия.

Компания гарантирует социальные льготы своим сотрудникам. Несмотря на политику снижения издержек, Компания сохраняет достигнутый уровень льгот и гарантий. Социальные льготы и гарантии рассматриваются Компанией как элемент системы стимулирования результативного труда и положительный фактор поддержания имиджа Компании как наиболее привлекательного работодателя. Социальная политика ПАО «Татнефть» реализуется по Коллективному договору, в программах добровольного медицинского страхования, негосударственного пенсионного обеспечения, предоставления льгот и гарантий и распространяется не только на сотрудников Компании, но и на жителей региона.

В рамках реализации экологической политики «Татнефть» сумма инвестиций за год составила более чем 825 млн рублей. Всего же в рамках своей экологической программы 2016–2020 годов запланированы вложения в сумме 35 млрд рублей, в том числе в 2017 году – около 7 млрд рублей. Уровень эффективного использования нефтяного газа у компании в 2016 году составил 96,44%, и это при том, что его добыча выросла. Достижения Компании в области охраны природы и обеспечения экологической безопасности на производственных объектах в 2016 году отмечены на конкурсе Республики Татарстан «эколидер»: ПАО «Татнефть» вновь признано абсолютным победителем; Комплекс предприятия «ТАНЕКО», входящего в группу компаний "Татнефть" заняло первое место в номинации «Нефтедобывающая и нефтехимическая промышленность»

«Татнефть» успешно справляется с укреплением качества и рентабельностью корпоративных активов, обеспечением стабильного уровня добычи и восполняемости запасов, развитием собственной нефтепереработки, повышением отдачи вложенных инвестиций в шинное производство, формированием новой добавленной стоимости за счет производства качественных продуктов переработки углеводородного сырья и эффективного распределения ресурсных и производственных потенциалов. Компания уделяет большое внимание социально-направленным проектам и природоохранным мероприятиям.

Компания «Татнефть» вошла в ТОП лидеров по рейтингам «Вектор устойчивого развития» и «Ответственность и открытость», ежегодно рассчитываемым Российским союзом промышленников и предпринимателей (РСПП) [3].

Литература

1. ПАО «Татнефть» [Электронный ресурс]. URL: <http://www.tatneft.ru/> (дата обращения: 15.11.2017).
2. ПАО «Татнефть» Годовой отчет 2016 [Электронный ресурс]. URL: http://www.tatneft.ru/storage/block_editor/files/7147d7abdf41b435fc335b6aca04abf8a3f1c0c3.pdf (дата обращения: 15.11.2017).
3. Regnum ПАО «Татнефть» [Электронный ресурс]. URL: <https://regnum.ru/news/2201515.html> (дата обращения: 15.11.2017).

СРАВНЕНИЕ ВЕДЕНИЯ КАДАСТРА НЕДВИЖИМОСТИ В РОССИИ И ГЕРМАНИИ

А.Ю. Бузина, Р.Р. Латифов

Научный руководитель – доцент О.В. Пожарницкая

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ведение кадастра объектов недвижимости в России преимущественно опирается на опыт, реализованный в передовых странах Европы с высоким уровнем экономического развития, одной из которых является Германия.

Учётно-кадастровые службы были введены на территории Германии в 1840-ых годах в связи с необходимостью регистрации частной и общественной форм собственности на недвижимость и введением новой системы налогообложения.

Существующая кадастровая система в Германии оформилась как часть юридической системы и содержит данные о владельцах и владениях, развернутые сведения о функциях землепользования и данные топографических съёмки.

Нормативно-правовые нормы закреплены в Германском гражданском уложении (ГГУ) и в Положении о порядке ведения поземельной книги.

В федеральной земле Саксония вопросы земельного кадастра находятся в ведении Министерства внутренних дел и Земельного геодезического управления. В ряде других земель Германии вопросы управления земельными ресурсами и ведения земельного кадастра решают Министерство финансов, Министерство экономического развития и др. [1]. В России данную задачу выполняет Министерство экономического развития РФ, в подчинении которого находится Федеральная служба государственной регистрации, кадастра и картографии (Росреестр).

Кадастровая система Германии состоит из двух взаимосвязанных частей: поземельной книги и земельного кадастра.

Поземельная книга существует для каждого земельного участка и предназначена для определения и установления прав на них. Это реестр всех земельных участков, свидетельствующий об имущественных правовых отношениях. В соответствии с немецкими законами внесение записи в поземельную книгу является необходимым условием любого приобретения прав на земельный участок или других конституционных прав, приравненных к ним [6].

Земельный кадастр состоит из трех частей: книги кадастра недвижимости (описательной части), кадастровой карты (графического отображения земельных участков) и результатов геодезических вычислений. Он содержит полную информацию о недвижимости на всей территории: геодезическую и аналитическую информацию о земельных участках и зданиях [1].

Поземельная книга и Земельный кадастр в Германии возникли отдельно, так как исторически их назначение было различно, однако позже между этими реестрами была определена связь. На сегодняшний день они объединены в единую базу данных.

По своей сути поземельная книга является аналогом Единого государственного реестра прав (ЕГРП), а Земельный кадастр Германии – аналогом Государственного кадастра недвижимости (ГКН) России. С 1 января 2017 года ЕГРП и ГКН были объединены в Единый государственный реестр недвижимости (ЕГРН) в соответствии с Федеральным законом РФ от 13 июля 2015 года № 218-ФЗ «О государственной регистрации недвижимости» [4]. Создание единой базы данных сейчас наблюдается в большинстве западноевропейских государств.

Необходимо, чтобы все изменения, которые вносятся в государственный реестр земель и земельных участков Германии, были нотариально подтверждены. Одно из основных отличий законодательства Германии от российского заключается в том, что все договоры в отношении объектов недвижимости подлежат обязательному нотариальному удостоверению. Именно нотариус проверяет законность сделки, правоспособность и дееспособность сторон договора, объясняет участникам сделки их права и обязанности, проверяет соответствие документов требованиям законодательства. При этом нотариус несет ответственность как перед сторонами сделки, так и перед другими лицами, которые понесли ущерб из-за признания этой сделки недействительной. В соответствии с законодательством Российской Федерации обязательному нотариальному удостоверению подлежит только договор ипотеки. Завершающий этап приобретения права собственности на земельный участок в Германии – регистрация в земельном кадастре [5].

Государственная регистрация в Германии и в России носит открытый характер. Однако стоимость одного запроса сведений из Земельной книги Германии составляет 5 евро, исключение составляет Министерство юстиции, которое вправе запрашивать информацию бесплатно, как ее хранитель [1,5]. Стоимость предоставления сведений из ЕГРН в России от 300 рублей с физических лиц от 950 рублей с юридических лиц [2].

Еще одной особенностью государственной регистрации в Германии является то, что сроки государственной регистрации не закреплены законом, но на сегодняшний день составляют от 2 до 6 недель. В России сроки

регистрации точно определены Федеральным законом РФ от 13 июля 2015 года № 218-ФЗ «О государственной регистрации недвижимости» и составляют от 2 до 12 рабочих дней в зависимости от способа подачи заявления [4].

В Германии делают всё возможное для повышения ответственности персонала, который обеспечивает работу кадастровой системы. Инженеры-геодезисты стоят в одном ряду с адвокатами, врачами, учителями, то есть имеют статус публичных людей. Больше всего население доверяет именно этим специалистам. Допустив ошибку, инженер-геодезист потеряет доверие людей, а значит и работу.

Для осуществления деятельности инженеры-геодезисты должны иметь соответствующий сертификат, для получения которого необходимо иметь высшее образование, стаж работы по соответствующему профилю, успешно сдать государственный экзамен и год стажироваться под руководством сертифицированных геодезистов. Инженер-геодезист несёт ответственность также и за своих подчинённых, поэтому численность его персонала ограничена 2-3 лицами. Российское законодательство не ограничивает кадастровых инженеров в количестве подчинённых, но в основном требования совпадают. Однако только в 2017 году вступили в силу изменения в Федеральный закон от 24.07.2007 N 221-ФЗ "О кадастровой деятельности", повышающие требования к квалификации кадастровых инженеров. С 2017 года получить аттестат кадастрового инженера может только лицо, имеющее высшее образование и в течение двух лет пройти стажировку в качестве помощника кадастрового инженера [3]. До 2017 года получить квалификационный аттестат кадастрового инженера могло лицо, имеющее либо среднее профессиональное образование по одной из определенных Минэкономразвития России специальностей, либо высшее образование по имеющим государственную аккредитацию образовательным программам, прохождение стажировки не требовалось вовсе. В Германии имеются и возрастные ограничения для получения сертификата, которые не предусмотрены в России. Сертификат не выдается тем геодезистам, которые уже вышли на заслуженный отдых. Как и в России, деятельность инженеров-геодезистов подлежит обязательному страхованию [1].

Сложившаяся система регистрации прав на недвижимое имущество в Германии четко слажена, системна и продумана, именно поэтому поземельная книга считается наиболее значительным достижением германской правовой системы. Ведение кадастра в Германии находится на достаточно высоком уровне благодаря стабильности законодательства и высокому уровню подготовки специалистов.

Можно заметить тенденцию к сближению систем государственной регистрации России и Германии. В целом системы совпадают, хотя и имеют определенные особенности.

Для повышения качества ведения кадастра в России можно воспользоваться немецким опытом в части обеспечения качества подготовки кадастровых инженеров и повышения уровня их ответственности, что уже происходит на сегодняшний день, но в недостаточной мере. Необходимо увеличить роль кадастровых инженеров в жизни общества, поскольку деятельность кадастрового инженера непосредственно связана с рынком недвижимости, который исторически является одним из двигателей экономики государства.

Литература

1. Митрофанова Н.О., Омельченко К.А. О ведении кадастра недвижимости в германии// Вестник СГГА (Сибирской государственной геодезической академии) [Текст]: науч.-технич. журн. / учредитель ФГБОУ ВПО «СГГА». – Вып. 4 (28). – Новосибирск: СГГА, 2014. – С. 72-79.
2. Росреестр [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://rosreestr.ru/site/ur/poluchit-svedeniya-iz-egrn/>.
3. Федеральный закон РФ от 24.07.2007 N 221-ФЗ "О кадастровой деятельности".
4. Федеральный закон РФ от 13.07.2015 № 218-ФЗ «О государственной регистрации недвижимости».
5. Боярко Г. Ю., Матюгина Э.Г., Пожарницкая О.В. Горнозаводские моногорода России. Горный журнал: научно-технический и производственный журнал. – 2017. – № 1. – [С. 4-10]. – Заглавие с экрана. – Доступ по договору с организацией-держателем ресурса.
Режим доступа: <http://dx.doi.org/10.17580/gzh.2017.01.01>
6. Führung des Liegenschaftskatasters [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <https://www.hagen.de/web/de/>.
7. Liegenschaftskatasters [Электронный ресурс]. - Режим доступа: https://www.lgl-bw.de/lgl-internet/opencms/de/05_Geoinformation/Liegenschaftskataster/

РЕКРЕАЦИОННЫЙ КОМПОНЕНТ В СИСТЕМЕ КСО (НА ПРИМЕРЕ КОМПАНИЙ НГК)

В.Е. Бухарина

Научный руководитель – профессор Э.Г.Матюгина

Национальный Исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Под рекреацией понимается деятельность по восстановлению и развитию физических и психических сил человека, являющаяся необходимым условием жизнедеятельности, средством компенсации напряжения, средством восстановления работоспособности. [1] Производственные процессы НГК связаны с существованием значительного числа вредных и опасных факторов, негативно воздействующих на здоровье и трудоспособность работников. В структуре накопленной профессиональной заболеваемости в нефтедобывающей промышленности ведущее место принадлежит заболеваниям, связанных с воздействием физических перегрузок и перенапряжением отдельных органов и систем (81,5 %), а также вызванных воздействием физических факторов (10,6 %). Профессиональные заболевания с поражением органов дыхания составили 6,4 %, интоксикации нефтепродуктами - 3,1 %, заболевания кожи - 0,6 %. [2]

Приняв на себя ряд обязательств, связанных с ответственностью перед персоналом и населением территории присутствия, компания формирует содержание политики КСО, в обязательном порядке включая в нее

рекреационный компонент. Мероприятия имеют, соответственно, внешнюю и внутреннюю ориентированность. [3] Так, согласно социальному кодексу ПАО «ЛУКОЙЛ» регулируются отношения, связанные с:

- качеством условий труда и жизни работников и членов их семей;
- оздоровлением, спортом, физкультурой и организацией отдыха;
- добровольным медицинским страхованием;
- развитием монопроизводственных населенных пунктов;
- благотворительной деятельностью и т.д. [4]

Названный перечень мер указывает на включенность рекреационной составляющей в обязательства компании по поддержанию качественных характеристик собственного персонала и местных сообществ. Так, одной из главных корпоративных ценностей ПАО «Газпром» является ориентация на здоровый образ жизни, для достижения которого компания организует корпоративные спортивные программы и мероприятия, ставшие традиционными на основных предприятиях. ПАО «Газпром» проводит Спартакиады один раз в два года в регионах, где присутствуют его дочерние предприятия. Участниками становятся работники, а также дети, которые занимаются в спортивных секциях дочерних обществ и организаций. [5]

По отношению к сотрудникам компании ПАО «ЛУКОЙЛ» это реализуется в мероприятиях по обеспечению безопасности труда и поддержанию здоровья персонала, детализация их позволяет выделить следующие меры:

- добровольное медицинское страхование – так, в рамках программы проводились сезонные прививки против гриппа (26,8 тыс. чел.) и клещевого энцефалита (9,4 тыс. доз);
- выплаты пособий по временной нетрудоспособности, беременности и родам, оздоровление и отдых работников - выплаты в 2016 году составили 163 млн. руб.;
- оказание первичной медико-санитарной помощи в здравпунктах организаций (более 100 пунктов), где проводилось выявление социально значимых заболеваний, мониторинг состояния здоровья работников. На основе анализа принимались решения по улучшению условий труда, организовывались мероприятия, направленные на предупреждение возникновения профессиональных заболеваний;
- профилактические мероприятия. Во многих организациях проведены лекции по своевременному выявлению и профилактике социально значимых заболеваний. [4]

Во внешней среде деятельность ПАО «ЛУКОЙЛ» приобретает следующие формы - поддержка развития социальной сферы территории и оказание благотворительной помощи населению:

- в рамках ежегодной работы в регионах присутствия в 2016 году подписаны соглашения/дополнительные соглашения и протоколы к соглашениям о сотрудничестве с Красноярским и Краснодарским краями, Калининградской и Ярославской областями, дополнительные соглашения с правительствами ХМАО – Югра, ЯНАО, Ставропольским и Краснодарским краями. Согласно данным контрактам корпорация выделяет средства на финансирование социальных, спортивных программ, строительство и ремонт культурных объектов;
- в 2016 году в Республике Коми на принципах софинансирования велось строительство нового детского сада, в Ижемском районе организован ремонт двух сельских детских садов, произведен капитальный ремонт детского сада в г. Покачи, ХМАО. После капитального ремонта и реконструкции открыл свои двери один из старейших детских садов Буденновска. [4]

Рассмотрение рекреации как компонента корпоративной социальной ответственности обеспечивает выстраивание эффективных механизмов взаимодействия общества и бизнеса. Также поддерживает достаточный уровень рекреационного обеспечения, что является условием высокой эффективности деятельности компании, укрепления ее позиций и создания имиджа социально ответственной компании.

Литература

1. Додонов Б.И. Эмоции как ценность. - М., 1978. – 10 с.
2. Шамсияхметова Г.И. Профессиональные заболевания на предприятиях нефтяной промышленности // Молодой ученый. - 2016. - №16. - С. 460-463. - Режим доступа: <https://moluch.ru/archive/120/32977/> - свободный (дата обращения: 06.02.2018).
3. Ярушкина Н.А., Матюгина Э.Г. Устойчивое развитие и социальная ответственность – целостность или обособленность? (в аспекте форм и способов отражения в отчетности компаний НГК) // Фундаментальные исследования. – 2016. – № 5-3. – С. 664-668.
4. ПАО «ЛУКОЙЛ» [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://www.lukoil.ru/> - свободный (Дата обращения 25.12.2017).
5. ПАО «Газпром» [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://www.gazprom.ru/> - свободный (Дата обращения 20.01.2018).

СТРАТЕГИЧЕСКОЕ ЗНАЧЕНИЕ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ КРУПНЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ ДЛЯ ЭКОНОМИКИ СТРАНЫ

В.О. Верхоунженский

Научный руководитель – доцент О.В. Пожариницкая

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Большая инвестиционная активность является одним из важнейших условий для развития экономики государства. Она может быть достигнута за счет роста объемов реализуемых инвестиционных ресурсов, а так же увеличения эффективности их использования в приоритетных сферах, как производственной, так и материальной. Посредством инвестиций формируется производственный потенциал на новейшей научно-технической базе и предопределяется конкурентная позиция страны на мировом рынке.

Не только в макро, но и в микроэкономике инвестиции играют важную роль. По факту, инвестициями определяется будущее государства в целом. Инвестиции развивают как отдельные субъекты хозяйства, так и могут служить локомотивом для развития всей экономики в целом.

Несмотря на то, что последние несколько лет наблюдается стремительное падение цен на газ и нефть, а Российская экономика страдает рядом проблем, крупные нефтегазовые компании не перестают тратить миллиарды рублей в новые проекты по разработке и введению в эксплуатацию новых газовых и нефтяных месторождений.

Добыча газа и нефти на уже существующих месторождениях, разведка и введение в эксплуатацию новых, в т.ч. шельфовых месторождений, и тех, которые расположены в труднодоступных районах требует больших финансовых затрат. Помимо этого, большие суммы приходится тратить на развитие необходимых нефтепромысловых объектов и инфраструктуры трубопроводов. Объем инвестиций ежегодно увеличивается.

Рост инвестиций приводит к развитию промышленности в целом, но самое главное, реализация инвестиционных проектов способствует экономическому усилению слаборазвитых регионов государства. Так или иначе, любой инвестиционный проект направлен на дальнейшее получение прибыли, и неважно, связан проект с добычей природных ресурсов, их транспортировкой, переработкой или непосредственным потреблением. Реализация инвестиционного проекта приводит к развитию инфраструктуры в регионе реализации проекта.

В 2014 году ряд крупных Российских нефтегазовых компаний объявил о своих планах в дальнейшем развитии, и новых проектах, в частности:

Компания «Роснефть» запланировала инвестицию в размере 400 млрд долларов в проект по разработке арктических шельфовых месторождений. Проект запланирован до 2034 года. Помимо этого, в «Роснефти» намерены продолжить разрабатывать Ванкорский кластер месторождений (Западная Сибирь). С этой целью планируется привлечь инвесторов из соседнего Китая.

ПАО «Газпром» в свою очередь анонсировал крупный проект по развитию новой газотранспортной системы, получившей название «Сила Сибири». Задача проекта – поставка природного газа на дальний восток, а также в Китай. Проект обойдется компании в 60-70 млрд долларов. Параллельно с реализацией «Силы Сибири» ПАО «Газпром» продолжает разведку и разработку месторождений полуострова Ямал.

ПАО «Газпром нефть» вводит в эксплуатацию новый центр добычи нефти в северо-западной части Сибири, в частности на севере ЯНАО.

«Лукойл» инвестирует около 100 млрд долларов в шельфовые месторождения Каспийского моря. Кроме того, компания занимается модернизацией НПЗ в Перми, Волгограде и Нижнем Новгороде.

Реализация таких крупных проектов гарантирует устойчивое развитие соответствующих регионов как минимум в ближайшие несколько лет. На примере «Силы Сибири» «Газпрома» можно с уверенностью сказать, что проект благоприятно отразился на развитии транспортной и продовольственной сетей в Якутии и на Дальнем востоке страны. Поскольку строительство крупного проекта не может проходить без технического снабжения, «Газпром» вкладывает силы и средства не только в проект, но и регион проекта в целом. Для доставки оборудования и материалов на объекты строительства, сооружаются дороги, мосты. В целях обеспечения стабильного энергоснабжения в эксплуатацию вводятся электростанции, устанавливаются опоры ЛЭП, сотовые вышки, которые расширяют зоны покрытия сотовой связи. Для комфортного проживания рабочих компания строит современные жилые комплексы. В конечном итоге инвестиционная активность приводит к развитию всех направлений жизнедеятельности в регионе, проект касается не только крупного бизнеса, но и малых предпринимателей [1,6].

Исходя из вышеизложенного, можно сделать простой вывод – инвестиционная деятельность крупных нефтегазовых компаний играет важную стратегическую роль в развитии экономики Российской Федерации. В первую очередь, благоприятное воздействие инвестиции оказывают на развитие слабых, и отдаленных от ключевых центров экономики, регионов. С появлением стратегически важных для государства объектов промышленности, в этих регионах наблюдается существенный рост экономики, который продолжает сохраняться и после завершения проекта. На примере г. Сочи можно судить о том, как инвестиции в олимпийский парк привлекли огромное количество туристов. Даже после завершения Олимпийских игр, регион продолжает привлекать туристов, что благоприятно сказывается на доходах местного населения.

Таким образом, любой крупный инвестиционный проект неминуемо приводит к развитию экономики в том регионе, на территории которого он реализуется.

Литература

1. <http://www.gazprom.ru/> - официальный сайт ПАО «Газпром»
2. <http://www.lukoil.ru/> - официальный сайт ПАО «Лукойл»
3. <https://www.rosneft.ru/> - официальный сайт ПАО «НК «Роснефть»

4. <http://www.gazprom-neft.ru/> - официальный сайт ПАО «Газпром нефть»
5. <http://tomsk-tr.gazprom.ru/> - официальный сайт ООО «Газпром трансгаз Томск»
6. Громцова О.В. Инновационная активность персонала. Автореферат диссертации на соискание степени кандидата эконом. наук. ТГУ., Томск, 2006. 26 с.
7. Майкл Экономидес, Рональд Олини. «Цвет нефти. Крупнейший мировой бизнес: история, деньги и политика». 2014г
8. Дэниел Ергин. «Добыча. Всемирная история борьбы за нефть, деньги и власть». 2015 г.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ТРУБОПРОВОДНОЙ СИСТЕМЫ НА ДАЛЬНЕМ ВОСТОКЕ

А.Э. Волков, А.А. Марина

Научный руководитель – доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На место Дальнего Востока в экономическом и социальном развитии России заставляет взглянуть новому опережающее развитие в сравнении с общемировыми показателями стран Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР). Преимуществами Дальнего Востока, прежде всего, являются наличие внешней границы и протяженного морского побережья как возможность для социально-экономического сотрудничества, наличие развитой портовой инфраструктуры, экономико-географическое положение (кратчайшие транспортные маршруты Восток - Запад) в АТР.

Энергетический рынок Азиатско-Тихоокеанского региона является достаточно привлекательным для российских нефтегазовых компаний. Доля АТР в совокупном экспорте российского газа, согласно «Энергетической стратегии России на период до 2030 года», составит до 20%.

В соответствии с программой создания единой системы транспортировки, газоснабжения и добычи газа на Дальнем Востоке с учетом возможного экспорта газа на рынки стран АТР планируется разработка газовых ресурсов Дальнего Востока с помощью формирования Якутского (на базе Чаяндинского месторождения), Сахалинского (на базе месторождений шельфовой зоны острова Сахалин) центров добычи.

Запасы Чаяндинского месторождения по категории С1+С2 составляют 1,24 трлн. м³ газа, 68,4 млн. т нефти и конденсата. Оператором месторождения является ПАО «Газпром». К месторождениям шельфовой зоны Сахалина относятся месторождения, открытые в рамках проектов под общим названием «Сахалин». В рамках проекта «Сахалин-1» была предусмотрена разработка нефти и газа в районе, включающем месторождения Чайво, Одопту-море и Аркутун-Даги. Объем извлекаемых запасов района оценивается в 485 млрд. м³ природного газа.

Проект Сахалин-2 предусматривает разработку Пильтун-Астохского нефтяного месторождения и Лунского газового месторождения с попутным газовым конденсатом и нефтяной оторочкой. Запасы Лунского месторождения составляют 182,4 млн. т нефти и 633,6 млрд. м³ газа. Оператором проекта является компания «Сахалин Энерджи».

Предполагается, что газотранспортной системой, транспортирующей добываемый природный газ Якутского и Сахалинского центров газодобычи, будет являться магистральный газопровод «Сила Сибири», строительство которого началось в 2014 г. Планируется также, что «Сила Сибири» будет наполнять станцию по производству сжиженного природного газа, которая будет производить СПГ для экспорта в Японию и поставлять сырьё для проектируемого нефтехимического комплекса в Приморском крае.

Наряду с трубопроводным транспортом газа активно развиваются проекты в области производства и транспорта сжиженного природного газа (СПГ). Поставки СПГ в сочетании с хорошо развитой газотранспортной инфраструктурой позволят повысить эффективность экспорта газа с одновременным выходом на рынки стран Азиатско-Тихоокеанского региона. В рамках проекта "Сахалин-2" проведен ввод в эксплуатацию первого в России завода по производству СПГ. Построенный «Сахалин Энерджи» завод по производству сжиженного природного газа в 2015 году произвел 10,8 миллиона тонн (эквивалент 14,9 миллиарда кубических метров природного газа) СПГ, который затем транспортировался в страны АТР судами покупателей и танкерами-газовозами.

Дальний Восток играет важную роль в транспортном обеспечении внешней торговли с такими странами АТР, как Япония (98 процентов).

Япония - один из наиболее перспективных и привлекательных рынков сбыта природного газа [1], так как его потребление продолжает расти, что обусловлено увеличением доли тепловых электростанций, которые используют в качестве топлива природный газ, растущим потреблением газа домохозяйствами и коммерческим сектором, отказом от использования атомной энергии после аварии на АЭС Фукусима, ужесточающимися экологическими стандартами, вследствие чего нефть вытесняется природным газом.

Япония является крупнейшим в мире импортером сжиженного природного газа (СПГ) в силу специфики отраслевой структуры хозяйства и географического положения, данная страна импортирует более 95% природного газа. В тоже время стремление Японии к энергетической независимости стимулирует к разработке нетрадиционных источников углеводородного сырья, в частности газогидратов [3]. На данный момент, экспериментальной добычей гидратов в Японии занимается японская госкомпания JOGMEC (Japan Oil Gas & Metals National Corp) в Наккайской впадине. Основным сдерживающим фактором является высокая себестоимость 1 тыс. м³ добытого природного газа, которая варьирует в диапазоне \$400-1200. В связи с этим основным энергетическим источником для Японии является импортируемый природный газ.

Рост мировой торговли газом сопровождается расширением газотранспортных инфраструктур, как трубопроводной, так и танкерной. Хотя трубопроводы исторически стали первым средством доставки газа на рынки, танкеры СПГ в последнее десятилетие стали составлять им существенную конкуренцию по удельной стоимости транспортировки, гибкости, режимам поставки и другим критериям эффективности. Есть основания предположить,

что эта тенденция будет продолжена, поскольку конкурентные преимущества СПГ по сравнению с газом, транспортируемым по газопроводам, в первую очередь морским, будут нарастать.

Цель расчета и сравнительного исследования заключается в оценке перспективности транспортировки природного газа в Японию с помощью газопровода и транспортировки СПГ танкерами-газовозами.

Для проведения сравнительного анализа мы использовали данные журнала Japan Business Press [1]. В нем приводятся расчеты японской стороны касательно транспортировки природного газа. Затраты на строительство газопровода мощностью 25 млрд. кубометров в год составят \$ 6 млрд., газопровод может быть запущен уже в 2022 году. Себестоимость транспортировки газа по трубопроводу составит около 30 \$ за 1000 метров кубических.

СПГ доставляют на рынок специальными танкерами-газовозами. По данным специалистов [2], затраты Z_{tr} на транспортировку СПГ определяются по формуле:

$$Z_{tr} = (h_{cap} + h_{op}) \left(\frac{2L}{u} + t_l \right) + P_{fuel} \left(\eta_v \frac{2L}{u} + \eta_p t_l \right) + S_p = 532152,66\$ \quad (1)$$

где h_{cap} - суточная амортизация ($h_{cap} = 43$ тыс.\$/сут); h_{op} - суточные операционные затраты для судна, вмещающего объем СПГ $V_g = 145$ тыс. м³ ($h_{op} = 15$ тыс.\$/сут); L - расстояние между терминалами портов погрузки и разгрузки (портом «Пригородное» и портом Исикари на заливе Строганова) ($L = 457$ км); u - скорость танкера-газовоза ($u = 888$ км/сут); t_l - время погрузки-разгрузки ($t_l = 3$ сут.); P_{fuel} - стоимость топлива; η_v - расход ходового топлива ($\eta_v = 180$ т/сут.); η_p - расход топлива в порту ($\eta_p = 40$ т/сут.); S_p - портовый сбор ($S_p = 220$ тыс. долларов).

При расчете стоимости транспортировки необходимо учитывать то, что 5% СПГ остается для поддержания давления в емкостях-танках, также емкости обычно заполняются на 98%. Тогда вводится суммарный коэффициент использования танкера-газовоза $\mu = 0,93$. Величина $\xi L/u$ представляет собой долю потерь газа на выкипание, $\xi = 0,12$ %/сут. 1 м³ СПГ соответствует примерно 618 м³ природного газа, стоимость транспортировки 1 тысячи кубометров газа определяется по формуле:

$$C_{tr} = \frac{Z_{tr} \cdot 1000}{618 \cdot \mu V_g (1 - \xi L/u)} = 68\$ \quad (2)$$

При условии экспорта в Японию транспортировка газа с помощью газопровода оказалась более выгодной. При сравнении перспектив строительства газопровода и поставок СПГ следует учесть, что проект строительства газопровода сопряжен со значительными экономическими и экологическими рисками со стороны обеих стран. В силу экономических соображений Российская сторона отдает приоритет проекту транспортировки СПГ танкерами-газовозами [5].

Текущая заинтересованность Японии проектом строительства газопровода вызвана не только низкой стоимостью трубопроводного газа по сравнению с СПГ, но и сравнительно небольшим объемом российского газа на японском рынке. Однако, по мнению «Газпрома», строительство газопровода нецелесообразно как с экономической, так и с технической точек зрения.

Задачей России в контексте развития российско-японского газового сотрудничества является привлечение японского опыта и технологий для совместного строительства терминала сжиженного природного газа в Приморском крае и расширения терминала на острове Сахалин. Участие японских компаний позволит реализовать проекты в запланированные сроки и начать поставки газа до того, как предложение СПГ на рынке АТР превысит спрос. Либерализация российского экспорта СПГ в АТР является значительным шагом, направленным на активизацию конкуренции российских компаний с зарубежными.

Литература

1. <http://jbpress.ismedia.jp/articles/-/46761> (дата обращения 10.12.2017).
2. Oil & gas security. Emergency response of IEA countries: Japan, 2013 // International Energy Agency. Paris, 2013. [Электронный ресурс]. URL: http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/2013_OSS_Japan.pdf (дата обращения: 20.10.2013 г.).
3. Шарф И. В., Малетин В. А. Государственно-частное партнерство при освоении газогидратов // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 130-летию со дня рождения профессора М.И. Кучина, Томск, 3-7 апреля 2017 г. Т. 2. – Томск, 2017. – 2017. – Т. 2. – С. 773-774.
4. Босова И. Ю., Орлов Ю. Н. Модель нестационарной цены безубыточности проекта производства СПГ // Препринты Института прикладной математики им. М.В. Келдыша РАН. – 2011. – № 0. – С. 51-25.
5. Реутов Д. А. Вызовы и перспективы российско-японского газового сотрудничества // Ойкумена. Регионоведческие исследования. – 2013. – № 4 (27).

**РЕАЛИЗАЦИЯ ПРИНЦИПОВ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ ОАО «ТОМСКНЕФТЬ» ВНК
В.И. Воробьев, В.А. Роотс**

Научный руководитель – доцент М.Р. Цибульникова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

ОАО «Томскнефть» ВНК входит в ПАО «НК «Роснефть», которая в своей деятельности реализует принципы устойчивого развития. Следуя принципу приоритета человеческой жизни и здоровья, Компания всецело осознает свою ответственность за обеспечение безаварийной производственной деятельности, безопасных условий труда работников и подрядчиков, а также за сохранение здоровья населения, проживающего в регионах присутствия Компании [4].

ОАО «Томскнефть» ВНК является основным добывающим нефть в Томской области предприятием. Компания добывает нефть и газ, разрабатывает нефтяные месторождения, проводит геолого-разведочные, поисковые, геодезические, маркшейдерские, картографические и полевые разработки. В настоящее время в эксплуатации 21 месторождение.

Компания является владельцем 24 лицензий на добычу нефти и газа в Томской области, 7 лицензий на право пользования недрами в Ханты-Мансийском автономном округе и 7 лицензиями на геологоразведку с дальнейшей добычей углеводородного сырья.

Основной преобладающий и приоритетный вид экономической деятельности, который обеспечивает около 95% выручки Компании - добыча нефти. Доля нефтяных доходов в 2015 году составила 94,2% от общей выручки Компании [2].

Таблица 1

Доля доходов от каждого вида деятельности в денежном выражении [2][3]

	2014 год		2015 год		Изменение	
	млн.руб.	уд.вес, %	млн.руб.	уд.вес, %	млн.руб.	%
Выручка от реализации продукции (работ, услуг) - всего	120 914	100,0	132 646	100,0	11 731	9,7
Нефть	113 807	94,1	124 987	94,2	11 180	9,8
Газ	2 518	2,1	2 575	1,9	57	2,3
ГСМ	3 492	2,9	3 775	2,8	283	8,1
Прочая	1 097	0,9	1 309	1,0	212	19,3

Таблица 2

Доля объемов реализации от каждого вида деятельности в натуральном выражении [3][4]

	2014 год		2015 год		Изменение	
	тыс. тонн млн. м ³	уд. вес, %	тыс. тонн млн. м ³	уд. вес, %	тыс. тонн млн. м ³	уд. вес, %
Объем реализации нефти	9 789	84,2	9 748	83,9	-41,2	-0,4
Объем реализации газа	1 692	14,6	1 744	15,0	51,7	3,1
Объем реализации нефтепродуктов	139	1,2	144	1,2	4,7	3,7

ОАО «Томскнефть» ВНК является крупнейшим налогоплательщиком, обеспечивающим до 30% налоговых платежей в региональный бюджет. Предприятие осуществляет до 65% общего объема добычи нефти в Томской области.

Дочернее предприятие ОАО «Томскнефть» ВНК - ООО «Стрежевской нефтеперерабатывающий завод» - занимается переработкой нефти на двух объектах в городе Стрежевом, а также в поселке Пионерном. ООО «Стрежевской нефтеперерабатывающий завод» выпускает высокооктановые и низкооктановые бензины, а также дизельное топливо. Годовой объем переработанной нефти составляет около 300 тыс. тонн [2].

Таблица 2

Информация об объеме производства основного вида продукции Общества за 2014-2015 годы [3][4]

Наименование показателя	2014 год	2015 год	Изменение	
			абс., +/-	отн., %
Объем производства продукции (нефть добытая), тонн	9 939 050	9 898 365	-40 685	-0,4
Объем реализации нефти, тонн	9 788 818	9 747 638	-41 179	-0,4
Среднегодовая цена реализации нефти, руб.	11 626	12 822	1 196	10,3
Выручка от реализации нефти, руб.	113 806 928 902	124 986 784 896	11 179 855 994	9,8
Доля от общего объема выручки, %	94,1	94,2	0,1	0,1
Соответствующий индекс цен, %	110,8	110,3	-0,5	-0,5

Доля нефтяных доходов в 2015 году составила 94,2% от общей выручки компании. В общей сложности годовая добыча компании составляет 10 миллионов тонн нефти. Несмотря на некоторое падение производства продукции и снижение объема реализуемой нефти в 2015 году, выручка компании выросла благодаря повышению среднегодовой цене реализации нефти.

ОАО «Томскнефть» ВНК является предприятием с высоким уровнем социальной ответственности. ОАО «Томскнефть» ВНК уделяет особое внимание экологической и промышленной безопасности, социально-экономической поддержке регионов, в которых проводит хозяйственную деятельность, гарантирует социальный пакет для своих сотрудников, членов их семей и пенсионеров, и в целом активно работает над созданием достойных условий труда в производстве.

В настоящее время штат ОАО «Томскнефть» ВНК составляет более 3,9 тыс. человек. Средний возраст сотрудников - 37 лет. В 2013 году предприятие занесено в реестр работодателей, которые дают гарантию соблюдения трудовых прав работников, и получило Сертификат доверия работодателю.

Для оплаты по статьям, предусмотренным коллективным договором предприятия, в 2015 году было выделено порядка 231 млн. рублей. В 2015 году почти 97 миллионов рублей было выделено на отдых и оздоровление работников, их семей и неработающих пенсионеров Компании. В 2016 году на социальные льготы и гарантии потрачено около 297 миллионов рублей. Это означает, что социальный пакет будет предоставлен сотрудникам, членам их семей и неработающим пенсионерам Компании в полном объеме.

Одним из важнейших направлений работы ОАО «Томскнефть» ВНК является охрана окружающей среды, сохранение экологического благополучия на территориях, которые находятся в пользовании Общества. В 2015 году на природоохранные мероприятия Компания выделила порядка 3 млрд рублей [1].

Для реализации этой миссии и достижения целей Общество уделяет первоочередное внимание следующим задачам:

снижение уровня негативного воздействия от реализуемой хозяйственной деятельности на окружающую среду;

рациональное использование природных ресурсов при ведении хозяйственной деятельности;

обеспечение функционирования и совершенствования систем управления в области охраны окружающей среды с учетом возможных рисков;

обеспечение компетентности сотрудников Общества путем информирования и систематического повышения уровня экологического образования и культуры;

повышение ответственности сотрудников и подрядчиков в области охраны окружающей среды;

быстрый и эффективный ответ и минимизация негативных последствий для окружающей среды в случае чрезвычайных ситуаций [2].

Основным принципом устойчивого развития является сбалансированное и рациональное использование производственных ресурсов предприятия для развития и реализации своих программ.

На основании данных из финансовых отчетов, экологической и социальной программ ОАО «Томскнефть» ВНК дана оценка уровня устойчивого развития Компании. Полученные данные говорят об устойчивом положении Общества, которое реализует основные проекты развития.

Литература

1. ОАО «Томскнефть» ВНК [Электронный ресурс]. URL: <http://www.tomskneft.ru/> (дата обращения: 15.11.2017).
2. ОАО «Томскнефть» ВНК. Годовой отчет 2015 [Электронный ресурс]. URL: <http://www.tomskneft.ru/f/315/39/>
3. ОАО «Томскнефть» ВНК. Годовой отчет 2014 [Электронный ресурс]. URL: <http://www.tomskneft.ru/f/315/39>
4. Роснефть. Отчеты в области устойчивого развития. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.rosneft.ru/Development/reports/>

ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ КОМПАНИИ «ТРАНСНЕФТЬ»

М.А. Воронин, Б.А. Красильников

Научный руководитель – доцент М.Р. Цибульникова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

ПАО «Транснефть» – крупнейшая в мире трубопроводная компания, владеет более 68 тыс. километров магистральных трубопроводов, более 500 насосных станций, около 23 млн кубометров резервуарных ёмкостей, также компания транспортирует более 83 % добываемой в России нефти.

Основные направления деятельности ПАО «Транснефть»:

- транспортировка нефти и нефтепродуктов по трубопроводной системе на территории России и за её пределами;

- диагностические, профилактические и аварийно-восстановительные работы;

- обеспечение охраны окружающей среды в районах, где проходит трубопроводная система.

ПАО «Транснефть» и её дочерние общества располагают крупнейшей в мире системой нефтепроводов (в том числе нефтепровод «Дружба»), длина которой составляет 47 455 км, а также сетью нефтепродуктопроводов, ранее принадлежавших «Транснефтепродукту» длиной 19 476 км (на июль 2008 года).

Тарифы на услуги по перекачке, перевалке и наливу нефти ПАО «Транснефть» как естественной монополии регулируются Федеральной антимонопольной службой.

**СЕКЦИЯ 18. ЭКОНОМИКА МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ.
ГОРНОЕ ПРАВО**

Для анализа текущего состояния компании были выбраны три показателя и проанализирована их динамика с 2007 по 2015 годы.

Таблица 1

Чистая прибыль ПАО «Транснефть», 2007 – 2015 гг.

Год	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Стоимость чистых активов, млн.руб	55916	111000	116554	120574	137160	145127	151420	155692	165493



Рис. 1. Динамика чистой прибыли ПАО «Транснефть»

Снижение чистой прибыли в 2008 году по сравнению с 2007 годом произошло в основном в результате превышения прочих расходов над прочими доходами. Это вызвано ростом в 2008 году отрицательных курсовых разниц, компенсированных ростом прибыли от продаж.

Дальнейший рост чистой прибыли обусловлен рядом факторов, таких как: снижение отрицательного эффекта от курсовых разниц по операциям в иностранной валюте; увеличение валовой прибыли в связи с увеличением грузооборота и рост тарифов по транспортировке нефти, а также рост процентного дохода по размещенным денежным средствам; снижение отрицательного сальдо курсовых разниц и снижение суммы налога на прибыль. Резкий скачок прибыли в 2011 году обусловлен ростом процентного дохода по размещенным денежным средствам, а также влиянием положительных курсовых разниц.

Снижение чистой прибыли в 2012 году по сравнению с 2011 годом связано, в основном, со снижением процентного дохода по размещенным свободным заемным денежным средствам в связи с их направлением на инвестиционные проекты, получением отрицательных курсовых разниц, увеличением налога на прибыль с курсовых разниц по внешним заимствованиям и списанием отложенного налогового актива, сформированного в отношении налогового убытка ОАО «АК «Транснефть», полученного по итогам 2011 года.

Таблица 2

Стоимость чистых активов ПАО «Транснефть», 2007 – 2015 гг.

Год	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Стоимость чистых активов, млн.руб	55916	111000	116554	120574	137160	145127	151420	155692	165493



Рис. 2 Изменение стоимости чистых активов ПАО «Транснефть»

Увеличение стоимости чистых активов на протяжении всего периода связано с получением ОАО «АК «Транснефть» ежегодной чистой прибыли, выплатой ежегодных дивидендов по итогам работы за предыдущий год, а также снижением доходов будущих периодов на конец каждого года по сравнению с началом того же года.

Таблица 3

Коэффициент текущей ликвидности ПАО «Транснефть», 2007 – 2015 гг.

Год	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Коэффициент текущей ликвидности	0,39	0,84	3,52	2,1	1,24	0,93	0,84	0,61	1,26



Рис. 3 Изменение коэффициента текущей ликвидности ПАО «Транснефть»

Рост коэффициента текущей ликвидности определяется, в основном, ростом оборотных активов и снижением текущих обязательств. Увеличение оборотных средств вызвано увеличением дебиторской задолженности, а также финансовых вложений и денежных средств и их эквивалентов (депозиты, открытые в кредитных учреждениях на срок до 3 месяцев).

Снижение показателя коэффициента текущей ликвидности вызвано увеличением кредиторской задолженности, снижением доли оборотных активов и увеличением доли внеоборотных активов в структуре баланса, более быстрым темпом снижения оборотных активов по сравнению со снижением текущих обязательств, а также ростом текущих обязательств при одновременном снижении оборотных активов.

В результате анализа динамики некоторых показателей финансового состояния ПАО «Транснефть» можно сказать, что данная компания динамично развивается и находится в устойчивом финансовом положении. Отчасти, это связано с отсутствием серьезной конкуренции на рынке транспортировки углеводородов.

В 2015 году произошло резкое падение цен на углеводороды. Но, несмотря на нестабильную мировую экономическую и социально-политическую ситуации, ПАО «Транснефть» сумело добиться положительных финансово – экономических показателей. Результаты работы компании подтверждают правильность подхода, нацеленного на ее устойчивое развитие и финансовую стабильность.

Литература

1. Ефимова О.В. Анализ показателей ликвидности. // Бухгалтерский учет. - 2007 - №11.
2. ПАО «Транснефть» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.transneft.ru> (Дата обращения: 13.11.2017)
3. Сосненко Л.С. Анализ экономического потенциала действующего предприятия. – М.: Экономическая литература, 2007.
4. Транснефть в регионах [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.transneft.ru> (Дата обращения: 05.12.2017)

ПЕРСПЕКТИВЫ ДОБЫЧИ МАРГАНЦЕВЫХ РУД В РОССИИ

Р.В. Габитов

Научный руководитель – доцент М.Р. Цибульникова

Национально исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия.

По мере развития научно-технического прогресса марганец находил все более широкое использование в промышленности. Основной потребитель – черная металлургия, которая, на данный момент, использует 95 % добываемых руд. Марганцевые руды применяются при выплавке почти всех сортов чугуна и стали, а также при выработке ферромарганца, шпигеля, силикошпигеля, силикомарганца и металлического марганца [2].

Россия обладает сравнительно крупной сырьевой базой марганцевых руд. Государственным балансом запасов Российской Федерации учитывается 230,2 млн. т марганцевых руд категорий А+В+С₁+С₂, включая 137,8 млн. т запасов категорий А+В+С₁. В разработку и освоение вовлечено 123 млн. т суммарных запасов, что по величине сравнимо с промышленными запасами Австралии, одного из ведущих мировых производителей.

На рисунке представлено состояние минерально-сырьевой базы марганцевых руд в РФ на 2016 год.

Состояние МСБ марганцевых руд Российской Федерации на 1.01.2016 г.

Прогнозные ресурсы, млн т	P ₁	P ₂	P ₃
количество	232	138	615
Запасы, тыс. т	A+B+C ₁	C ₂	
количество	137802	92352	
изменение по отношению к запасам на 1.01.2015 г.	-5	0	
доля распределенного фонда, %	55,64	56,47	

Использование МСБ марганцевых руд Российской Федерации в 2015 г.

Добыча из недр, тыс. т	9
Производство товарных марганцевых руд, тыс. т	0
Импорт товарных марганцевых руд, тыс. т	968
Среднегодовая цена на австралийские кусковые товарные марганцевые руды (46% Mn) CIF порты Китая в 2016 г., долл. за процент содержания марганца в тонне	4,2
Ставка налога на добычу*, %	4,8

* — умножается на коэффициент, характеризующий способ добычи кондиционных руд черных металлов

Рис. 1 Состояние МСБ марганцевых руд РФ, 2016 г.

Основная их часть – 98,5 млн т – заключена в недрах крупнейшего в стране Усинского месторождения в Кемеровской области [1], еще около 9 млн т – в Южно-Хинганском в Еврейской АО. В то же время добыча марганцевых руд в России незначительна и ведется лишь периодически на ряде небольших объектов. Низкий уровень эксплуатации российской сырьевой базы марганцевых руд в значительной степени обусловлен ее низким качеством. Руды характеризуются преимущественно трудной обогатимостью, обусловленной сложными текстурно-структурными особенностями, изменчивостью вещественного состава, а также наличием вредных или нежелательных примесей (фосфора, железа, кремнезема). Это особенно свойственно карбонатным рудам, на которые в России приходится почти три четверти запасов [3].

Основные месторождения марганцевых руд

Недропользователь, месторождение	Промышленный тип РУД	Запасы, тыс. т руды		Доля в балансовых запасах РФ, %	Среднее содержание Mn в рудах, %	Добыча в 2015 г., тыс. т руды
		A+B+C ₁	C ₂			
ЗАО «ЧЕК-СУВК»						
Усинское (Кемеровская область)*	Карбонатные	64231	57454	52,9	19,72	0
	Окисленные	5847	164	2,6	25,57	0
ООО «Хэмэн Дальний Восток»						
Южно-Хинганское (Еврейская АО)	Окисленные	127	0	0,06	18,09	5
	Смешанные	6004	2093	3,5	20,88	0
	Оксидные	285	381	0,3	21,09	0
ОАО «Челябинский электрометаллургический комбинат»						
Парнокское (Республика Коми)	Карбонатные	786	221	0,4	30,47	0
	Окисленные	779	224	0,4	31,62	0
Нераспределенный фонд						
Порожинское (Красноярский край)	Окисленные	15696	13767	12,8	18,85	

* — часть запасов Усинского месторождения находится в нераспределенном фонде недр

Рис. 2 Основные месторождения марганцевых руд РФ, 2016 г.

Отечественная сырьевая база марганца характеризуется относительно компактной локализацией. Почти три четверти запасов марганцевых руд России (170,5 млн. т) и почти 80% ресурсов категории P₁ (184,5 млн. т) сконцентрировано в Сибирском ФО, в пределах Алтае-Саянской металлогенической провинции. Основными

регионами их сосредоточения являются Кемеровская область и Красноярский край, где разведаны оба имеющихся в России крупных месторождения. Кроме того, разведаны два мелких месторождения, в том числе одно только с забалансовыми запасами, тем не менее оно готовится к отработке. Значительные прогнозные ресурсы высокой степени достоверности локализованы на территории области в пределах Кайгадатского проявления железомарганцевых руд (52 млн. т), однако среднее содержание марганца в них составляет лишь 8,6% [3].

Крупнейшее в России Усинское месторождение марганцевых руд в Кемеровской области открыто в 1939 г. и расположено на территории Междуреченского района Кемеровской области. По компактному расположению рудной залежи Усинское месторождение является уникальным, а по утвержденным запасам – самым крупным месторождением марганцевого сырья в России. По месторождению выполнены многочисленные поисково-оценочные, геологоразведочные работы, исследования вещественного состава и металлургической оценки. ЗАО «ЧЕК-СУ.ВК» специально создано для освоения Усинского месторождения [4]. Полная проектная мощность Усинского ГОКа по сырой руде составляет почти 1,4 млн. т в год, по производству марганцевых концентратов – около 800 тыс. т в год. В проект входит также переработка части концентратов на заводе в Хакасии с получением металлического марганца в 80 тыс. т в год. В 2015 г. Строительство ГОКа не велось, компания отстаивает позицию экологической безопасности реализации проекта.

Эксплуатационная лицензия на второе по масштабу Порожинское месторождение в Красноярском крае принадлежала ООО «Туруханский меридиан», в 2015 г. ее действие было досрочно прекращено. ООО «Хэмэн Дальний Восток» (Китай) готовит к разработке штольневом способом среднее по масштабу Южно-Хинганское месторождение в Еврейской АО; при проходке горных выработок на нем ведется добыча, которая по проекту с выходом рудника на полную мощность составит 150 тыс. т сырой руды в год. В 2015 г. Компанией добыто 5 тыс. т марганцевых руд с целью отбора полупромышленной пробы; добытые руды складированы.

Минерально-сырьевая база марганцевых руд России достаточна для обеспечения потребностей металлургического комплекса страны, но сами руды являются очень бедными по содержанию марганца: среднее содержание в них составляет около 20% [1], тогда как в других странах оно достигает 40–50 %. Большая часть месторождений относится к мелким с запасами от 0,5 до 12 млн т, в современных условиях они практически не разрабатываются. Основной объем балансовых запасов сосредоточен на крупном Усинском месторождении в Кемеровской области, которое относится к резервным. Имеющиеся месторождения характеризуются невысоким качеством руд и требуют крупных инвестиций для освоения, поэтому значительную часть в удовлетворении российской металлургической промышленности в марганцевых рудах играет импорт. В 2015 г. зарубежные закупки товарных марганцевых руд и концентратов составили 968 тыс. т; более половины суммарного объема поставок было осуществлено из ЮАР (519 тыс. т), еще около пятой части – из Казахстана (203 тыс. т.) [3].

Литература

1. Жучков В. И., Сиротин Д. В. Эффективность применения марганцевых руд в металлургической промышленности урала // Экономика региона. 2013. №2 (34). С.102-105
2. Салихов Д. Н. и др. Полезные ископаемые республики Башкортостан (марганцевые руды) // Уфа: Экология. – 2002.
3. Государственный доклад о состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации, 2015 год.
4. Никифоров В. В., Хроленко В. Я., Литвиненко А. П., Примак В. С., Фуреев А. Т., Ручкин И. И. Перспективы вовлечения в переработку Усинского месторождения марганцевых руд // ГИАБ. 2009. №8. С.361-370

СПЕЦИАЛЬНЫЙ НАЛОГОВЫЙ РЕЖИМ ДЛЯ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ТЕРРИТОРИИ РОССИИ

К.А. Гаврилова

Научный руководитель – доцент О.В.Пожарницкая

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Качество нефтяных запасов России снижается. С каждым годом нефтяным компаниям все труднее добывать углеводороды, а разработка месторождений требует больших инвестиций.

Истощение месторождений и продолжительная разработка новых территорий Западной Сибири, которое восполняется с большим трудом перспективными залежами Восточной Сибири, является главной причиной падения нефтедобычи. Восстановить объемы добычи нефти в стране можно только благодаря активному внедрению в разработку трудноизвлекаемых запасов углеводородов. Однако в нынешних условиях налогового законодательства и недостатка потребных отечественных технологий это всё ещё экономически невыгодно [1].

Трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗ) – это свыше 60% отечественной сырьевой базы, и их доля продолжает расти. По объему запасов трудноизвлекаемой нефти, которую можно добыть при существующих на сегодняшний день технологиях, Россия занимает первое место в мире. Разработка таких месторождений во многом определяет будущее нефтяной отрасли нашей страны. В России на сегодняшний день подобную нефть добывают не более 20 млн. тонн в год (около 4% от общего объема), тогда как возможный объем добычи – около 50 млрд. тонн.

Многочисленные запасы трудноизвлекаемой нефти сосредоточены в Ханты-Мансийском автономном округе в залежах ачимовской, баженовской и тюменской геологических структур – их доля составляет 67% от общей структуры сырьевой базы (рис. 1).



Рис. 1 Основные группы трудноизвлекаемых запасов углеводородов в Российской Федерации

Стратегически важное значение имеют отложения баженовской свиты, вероятные запасы которой оцениваются в 22 млрд. тонн. Она расположена практически по всей территории Западной Сибири на глубине 2,5 – 3 тыс. метров и территориально находится в традиционных регионах нефтедобычи с развитой инфраструктурой. Освоение этих ресурсов требует крупных капиталовложений в технологии и немалых вкладов на разработку (рис. 2). Для выхода на промышленные масштабы добычи в баженовской свите нужны десятки миллиардов долларов [2].



Рис. 2 Соотношение структурных затрат и доли импортного оборудования

В сложившемся положении, российские нефтяные компании из-за отсутствия новейших технологий, вынуждены находить иностранных коллег. Деловые партнеры получают взамен доли в нефтегазовых проектах. Приобретение Россией иностранных технологий, стратегически необходимых для развития отрасли, конечно же, невозможно (рис. 3).

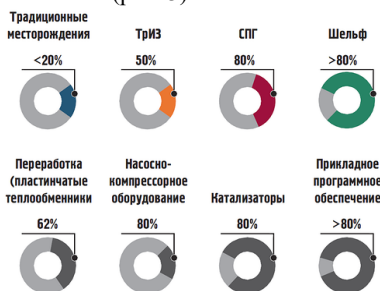


Рис.3– Доля импортного оборудования

Проблема становится более актуальной в ситуации введения санкций со стороны запада. В сложившейся обстановке нефтяным компаниям остается только рассчитывать на введение специального налогового режима для трудноизвлекаемых углеводородов.

В нынешнем российском законодательстве существует немало количественных упущений и недоработок. Во-первых, не предусмотрено деление нефтедобывающих компаний на крупные, средние и малые, во-вторых, нет четкого определения малой нефтяной компании и не определены критерии для включения в эту категорию.

Принимая во внимание данное обстоятельство, назревает необходимость изменения системы государственного стабилизирования работы независимых нефтяных компаний и, в первую очередь, образования нового и результативного механизма в налогообложении нефтедобычи. Механизм должен принимать в расчет естественное разграничение условий добычи нефти. Только в этом случае будут учтены интересы, как крупных корпораций, так и самостоятельных нефтяных компаний.

На сегодняшний день рассматриваются различные варианты по снижению налоговой нагрузки на независимые нефтяные компании, а именно: применение адвалорной ставки НДС, понижающего коэффициента к цене нефти, дифференцированного подхода к налогообложению малых нефтяных компаний и ряд других мер.

Если оценить и проанализировать предложенные варианты, то наиболее эффективным будет вариант применения дифференцированного подхода, так как только он берёт во внимание особенности

нефтедобычи, затраты на разведку и добычу, транспортные расходы и прочие факторы, влияющие на объемы производства и, следовательно, на уровень налоговых обложений. Однако применить данное направление на практике невозможно, и причиной является привязанность к мировым ценам на нефть, либо игнорирование особенностей недропользования, что всё это приводит к существенному снижению налоговых поступлений в бюджет, либо к двойному налогообложению. Наиболее успешным вариантом может стать разработка и введение особого налогообложения для малых нефтедобывающих компаний. Налог смог бы учесть особенности производства, условия финансово-хозяйственной деятельности, а также снизить налоговую нагрузку на малые компании и простимулировать увеличение экономических показателей.

Рамки в системе специального налогового режима следует ввести для следующих организаций: входящих в устройство вертикально-интегрированных нефтяных компаний; имеющих объем добычи нефти, превышающий 500 тыс. т в год или 400 тыс. т за 9 месяцев; осуществляющих добычу нефти из высокорентабельных, уникальных и крупных месторождений; в которых доля участия иных организаций составляет свыше 35 %; производящих экспорт нефти; иностранных организаций.

Изучение иностранного опыта налогообложения добычи углеводородов позволяет определить общие направления к созданию доступной и легко координируемой налоговой системы, которая даст возможность набрать большую часть рентных доходов, особенно в период повышения цен на углеводородное сырье. Во многих добывающих странах преобладает мотивирующее налогообложение, которое направлено на устранение сверхприбыли при минимальных издержках и формирование эффективного производства при высоких расходах. Самым известным в мире налогом при устранении рентных доходов в нефтегазовой отрасли является роялти. Помимо роялти, практикуются разнообразные бонусы, налоги на прибыль, ресурсную ренту, различных налогов на раздел продукции и другие.

В мировой практике уже долгое время используется специальное налогообложение для малых нефтедобывающих компаний. Этот опыт вполне оправдан и применим для России, субъекты которой находятся в разных социально-экономических условиях и их возможности поддержки малых компаний разные. Поэтому признаки отнесения к субъектам малого предпринимательства должны быть детализированы, в том числе и для верной оценки ориентиров по совершенствованию их налогообложения.

Таким образом, специальный налоговый режим для трудноизвлекаемых запасов углеводородов, а также для малых нефтедобывающих компаний должен рассматриваться как весьма эффективная мера, которая будет в состоянии обеспечить интересы, как государства, так и налогоплательщиков. При этом он также будет благоприятствовать более рациональному недропользованию.

Литература

1. Гавура В.Е. Геология и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений. – М.: Недра, 1995. – 494 с.
2. Джавадян А.А. Гавура В.Е./ Проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса. М., 1994. С.32-38.

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МОНОГОРОДОВ РОССИИ И КАЗАХСТАНА В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Н. Л. Данг

Научный руководитель – доцент И. С. Антонова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В современных условиях сформировавшиеся в рамках единого народнохозяйственного комплекса системы моногородов демонстрируют высокую инерционность и низкую чувствительность к применяемым инструментам городской политики. В данных обстоятельствах и Россия, и Казахстан предпринимают активные поиски оптимальной модели трансформации данного типа поселений, обеспечивающей их выход на траекторию устойчивого развития. Однако формирование новой городской политики затрудняется в силу, с одной стороны, отсутствия политической преемственности и достаточных финансовых ресурсов, а с другой стороны, преобладания упрощенных представлений об организации жизнедеятельности моногорода.

Государственная поддержка моногородов. В Казахстане моногорода входят в Программу развития моногородов (далее – Программа) разработана в рамках реализации Послания Президента Республики Казахстан народу Казахстана «Социально-экономическая модернизация – главный вектор развития Казахстана» от 27 января 2012 года. [1] Программа является одним из механизмов реализации Прогнозной схемы территориально-пространственного развития страны до 2020 года.

В категорию моногородов включены города с численностью населения от 10 до 200 тыс. человек, характеризующихся одним из следующих критериев: [2]

объем промышленного производства градообразующих предприятий города в основном добывающего сектора составляет более 20 % от общегородского объема производства (моноспециализация);

на градообразующих предприятиях города занято более 20 % от общей численности занятого населения;

города, в которых градообразующие предприятия частично работают или приостановили деятельность.

Анализ экономической базы городов, их отраслевой структуры, данных об основных градообразующих предприятиях позволил выделить следующие три функциональных типа городов: 1) города с преимущественным развитием добывающей промышленности – 20 городов; 2) города с преимущественным развитием обрабатывающей промышленности – 6 городов; 3) научно-промышленный центр.

Города с преимущественным развитием добывающей промышленности по добыче нефти и газа всего три: Аксай, Жанаозен и Кульсары. Полностью входит в Программу.

Этапы реализации Программы.

Реализация Программы будет осуществляться в два этапа:

1 этап – 2012 год (пилотный).

В пилотный год будут определены условия, механизм и порядок оказания государственной поддержки по направлениям Программы, внесены изменения и дополнения в действующее законодательство по вопросам, касающимся реализации Программы, а также будет оказана консультативная помощь регионам при подготовке проектов государственно-частного партнерства для реализации проектов в социальном секторе и жилищно-коммунальном хозяйстве.

2 этап – 2013-2020 годы.

В этот период будет осуществляться полномасштабная эффективная работа по развитию моногородов.

В России действующий перечень монопрофильных муниципальных образований РФ (№668-р от 16.04.2015) включает 319 моногородов, где по состоянию на начало 2016 г. проживало 13025 тыс. человек (около 9% населения России). [3] В зависимости от сложности социально-экономической обстановки выделяют три категории моногородов: города с наиболее сложным социально-экономическим положением (т.н. «красная зона» – в ней находятся 94 моногорода), города с рисками ухудшения социально-экономического положения («желтая зона» – 154 моногорода) и города со стабильной социально-экономической ситуацией («зеленая зона» – 71 моногород).

Основными критериями для определения категории города являются состояние градообразующей организации (продолжает ли она производство, планирует ли высвобождение персонала), уровень безработицы в городе (по сравнению со средним по РФ), оценка населением социально-экономической ситуации в городе (на основе социологических опросов).

Приоритетная госпрограмма "Комплексное развитие моногородов" появилась в 2012 году. Ее пытаются решить на государственном уровне. Первый этап программы был не слишком эффективным. Ее доработали, и в 2016 году появился обновленный вариант, который будет действовать до 2025 года.

В эту программу не включены города, где находятся предприятия ПАО "ЛУКОЙЛ". Может быть, потому, что такие малые города, как Лангепас, Урай, Когалым, Кстово и другие, очень уж отличаются от того, что у нас называют моногородами. Хотя формально там и есть только одно градообразующее предприятие. Но в господдержке им отказали. В кулуарах круглого стола "Эффективное взаимодействие бизнеса и власти в решении социально-экономических задач моногородов" говорили: города ЛУКОЙЛа и без того находятся в лучшем финансово-экономическом положении.

Есть несколько важных принципов, на которых строится вся социальная работа ПАО "ЛУКОЙЛ". Главный из них сформулирован в принятом недавно "Социальном кодексе ПАО "ЛУКОЙЛ"": "Компания считает приоритетным достижение долгосрочного устойчивого эффективного развития, нежели получение краткосрочных выгод и прибыли в ущерб достижению стратегически важных целей". В этом – современное понимание бизнеса. Кодекс ЛУКОЙЛа включает в себя две неразрывно связанные части: первая – корпоративные социальные гарантии работникам и неработающим пенсионерам компании, вторая – социально ответственное участие компании в жизни общества. [5]

Города и России, и Казахстана выступают в первую очередь как пассивный объект государственной поддержки. Особенно ярко это проявляется в Казахстане, где разработка КИП непосредственно осуществляется региональными органами исполнительной власти практически без привлечения муниципалитетов. В России органы местного самоуправления более активно участвуют в разработке КИПов, но и в этом случае ограниченность местных ресурсов и полномочий не позволяет в полной мере взять на себя ответственность за развитие территории.

Литература

1. Постановление Правительства Республики Казахстан от 25 мая 2012 года № 683 "Об утверждении Программы развития моногородов на 2012-2020 годы"
2. Нурланова Н.К. Моногорода Казахстана: методические основы оценки состояния и направления развития / Алматы Институт экономики КН МОН РК. 2014. 256 с.
3. Обзор российских моногородов [Электронный ресурс] // URL: <https://icss.ru/vokrug-statistiki/obzor-rossijskix-monogorodov> (дата обращения 7.06.2017)
4. Приоритетная госпрограмма "Комплексное развитие моногородов" [Электронный ресурс] // URL: <https://www.kommersant.ru/doc/3500978> (дата обращения: 17.12.2017)
5. Липсиц И.В., Вигдорчик Е.А., Нещадин А.А. Монопрофильные города и градообразующие предприятия / М.: Экспертный институт, 2000. 304 с.

**ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ КОМПАНИИ САХАЛИН ЭНЕРДЖИ ДЛЯ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ
САХАЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ**

В.А. Дегтярев, А.Д. Пищик

Научный руководитель – доцент М.Р. Цибульникова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

После распада Советского Союза Сахалинская область столкнулась с теми же экономическими проблемами, что и все остальные регионы страны. Но имеющиеся у Сахалинской области огромные запасы углеводородов и удачное географическое и геополитическое положение привлекло внимание инвесторов. И уже в 1994 году компания Сахалин Энерджи подписала с Российской Федерацией первое в России соглашение о разделе продукции сроком на 25 лет и стала оператором проекта «Сахалин-2», который включает Пильтун-Астохское нефтяное и, относящееся по количеству запасов к уникальным, Лунское газовое месторождения на шельфе острова Сахалин, с общими запасами свыше 600 млрд кубометров газа и 170 млн тонн нефти и конденсата [1].

В рамках проекта освоения месторождений компания построила масштабную инфраструктуру добычи, транспортировки, переработки и последующей реализации углеводородов. В инфраструктуру входят три стационарные морские платформы, морская и наземная трубопроводные системы, объединенный береговой технологический комплекс, две насосно-компрессорные станции, терминал отгрузки нефти с выносным причальным устройством, завод по производству сжиженного природного газа (СПГ) с терминалом отгрузки СПГ, узлы отбора и учета газа. Это один из самых технически сложных проектов, осуществленных за последние десятилетия в мировой нефтегазовой индустрии. Общая стоимость проекта составила более 10 млрд. долларов [2].

На сегодняшний день нефтегазодобывающая промышленность является основным источником доходов региона. Более 65% поступлений в бюджет Сахалинской области это отчисления нефтегазодобывающих компаний [3]. Следовательно, устойчивость развития компании серьезно влияет и на развитие экономики региона. За время деятельности Сахалин Энерджи поступления в бюджеты от проекта «Сахалин-2» составили 20,7 миллиарда долларов США, в том числе в бюджет Сахалинской области перечислено около 7,9 миллиарда долларов США [4].

С начала реализации проекта происходил рост экономических показателей. Но после 2012 г. наблюдается общий тренд на понижение (Рис.1). В 2013 году прибыль снизилась на 44% по сравнению с 2012 годом. В отчете Газпрома, главного акционера Сахалин Энерджи, это снижение связывают с уменьшением выручки от реализации продукции в результате сокращения производства [5]. В 2014 наблюдается стабилизация экономических показателей и даже незначительный рост, но в 2015-2016 годах происходит сокращение прибыли на 72%, при увеличении объемов производства. Это связано с падением цены на нефть, а впоследствии и на газ, так как его цена привязана к нефтяной.

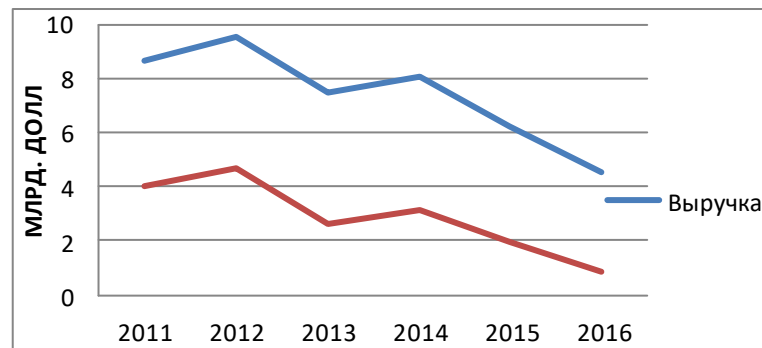


Рис. 1. Динамика выручки и прибыли компании Сахалин Энерджи

Аналитики считают, что низкая цена на нефть вряд ли долго продержится [6], но компания Сахалин Энерджи разработала программу «Стабильность и при 30\$». И это с учетом того, что себестоимость барреля нефти, добываемой на шельфе около 20\$. Программа заключается в оптимизации производственных процессов, позволяющей добиваться непрерывного совершенствования и бережливого производства. В результате в 2016 году компании удалось сэкономить более 500 миллионов долларов США без ущерба для безопасности, качества и уровня производственных показателей [2].

Несмотря на снижение прибыли Сахалин Энерджи продолжает воплощать в жизнь имеющиеся проекты и запускает новые. В 2016 г. Сахалин Энерджи начала разработку проектной документации для реализации проекта строительства третьей технологической линии завода по производству сжиженного природного газа в рамках проекта «Сахалин-2». За последние три года штат компании вырос на 77 человек, и это при том, что число иностранных работников уменьшилось на 44 человека. Компания так же продолжает работу по подготовке и повышению квалификации персонала, хотя вложения в эту область сократились и составили в 2016 году 281 млн. руб. против 325 млн. руб. годом ранее [2].

В соответствии с общепризнанным определением ООН, устойчивое развитие ставит целью «удовлетворять потребности ныне живущих людей, не лишая будущие поколения возможности удовлетворять свои потребности». Компания Сахалин Энерджи в своей практике опирается на это определение. Такой подход предполагает и обеспечивает экономическую эффективность, экологическую безопасность, социальную справедливость, этическое поведение корпорации и ее сотрудников наряду с общим снижением воздействия человека на экосферу [2].

Ответственное отношение к экологии входит в число главных принципов компании Сахалин Энерджи. В 2016 г. Сахалин Энерджи затратила на природоохранные мероприятия более 2,9 млрд руб [2]. В 2016 году компания возглавила рейтинг экологической ответственности среди 20 крупнейших нефтегазовых предприятий России [7]. Продемонстрировав качественный рывок вперед, став победителем во всех разделах. Годом ранее компания занимала третью строчку рейтинга.

В рамках своей экологической программы компания осуществляет контроль негативного воздействия на атмосферу, водные объекты, а также контроль в области обращения с отходами. Для минимизации выбросов загрязняющих веществ в атмосферу компания применяет газовые турбины, оборудованные устройствами понижения выбросов оксидов азота. На факельных установках применяется система повышения турбулентности газа, что способствует его сжиганию в бессажевом режиме [2]. В 2016 году общие валовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу увеличились на 5% по сравнению с 2015 (Рис.2). Так же Сахалин Энерджи ведет учет и контроль выбросов парниковых газов и озоноразрушающих веществ. В валовом выбросе этих газов учитываются углекислый газ, метан, закись азота и гидрофторуглероды. Их количество в 2016 году увеличилось на 6%. За 2016 год сожжено на факеле было лишь 3,7% попутного газа. Основная часть попутного газа поступала на объединенный береговой технологический комплекс (ОБТК), где смешивалась с газом с платформы ЛУН-А для дальнейшей транспортировки. В целом увеличение выбросов в атмосферу было незначительным и связано с остановками оборудования при проведении работ для повышения его надежности и с увеличением объемов добычи углеводородов. Так же с увеличением добычи углеводородов возрос и водозабор из поверхностных и грунтовых вод, однако объемы водозабора ни у одного из подразделений не превысили установленные на 2016 г. лимиты. Объемы водоотведения в целом остались на уровне предыдущего года. При этом в общем объеме сточных вод доля недостаточно очищенных вод составила 1%, доля нормативно очищенных вод - 4%, остальные 95% составили сбросы нормативно-чистых вод [2].

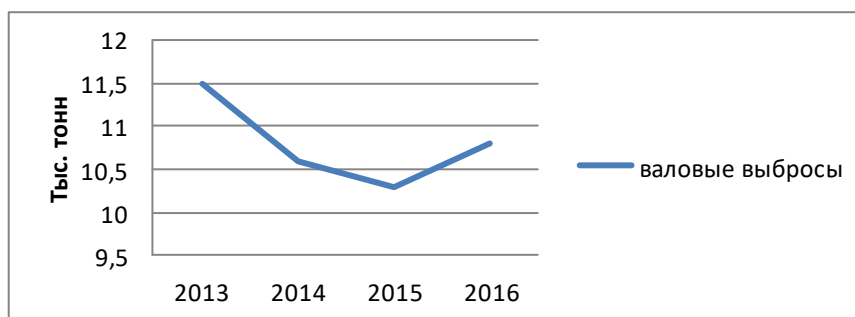


Рис. 2. Валовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух в 2013-2016 годах, тыс. т

Основной объем отходов компании составляют отходы бурения скважин и твердые бытовые отходы. Отходы бурения компания размещает нагнетанием через специальные поглощающие скважины в глубокие изолированные горизонты. На сегодняшний день эта технология признана самой безопасной и эффективной при бурении скважин на шельфе. Твердые бытовые отходы I-III классов опасности передаются лицензированным подрядным организациям для утилизации или обезвреживания. Отходы IV-V классов опасности компания передает для размещения на специально оборудованных полигонах. Компания осуществляет поиск оптимизации процесса утилизации отходов IV-V классов для уменьшения их объемов на полигонах и снижения негативного воздействия на окружающую среду. По сравнению с 2015 годом объем отходов в целом вырос на 21%, связано это прежде всего с увеличением отходов бурения при строительстве новых скважин. Однако объем отходов размещаемых на полигонах сократился на 19%, а объем отходов, переданных для использования или обезвреживания, увеличился более чем на 50% в результате работы по минимизации объемов образования отходов и поиску наиболее эффективных способов повторного использования и обезвреживания [2].

Особое внимание компания уделяет снижению воздействия на охраняемые виды морских млекопитающих, в первую очередь серых китов, с 1983 г. занесенных в Красную книгу России. Благодаря деятельности компании популяция серых китов увеличилась. Пристальное внимание уделяется и другим видам, занесенным в Красную книгу. В частности, белоплечему орлану и сахалинскому таймену, где тоже наблюдаются положительные тенденции. В 2017 году сокращение расходов в области экологической ответственности не планируется.

В социальной сфере приоритетным направлением для компании является Содействие сохранению и развитию культуры коренных малочисленных народов Севера Сахалинской области. Фонд социальных инициатив «Энергия», начавший работу в 2003 году, продолжает оказывать финансовую поддержку различным социально-значимым проектам региона. В 2016 году фондом социальных инициатив «Энергия» было осуществлено финансирование 52 проектов. За время своей работы компания Сахалин Энерджи поддержала 502 проекта в 15 районах области [8].

Несмотря на резкое снижение доходов с 2014 года Сахалин Энерджи не только не свернула ни одного проекта, но и запускает новые, продолжает финансировать социальные и экологические проекты в регионе. Что подтверждает достаточно устойчивое развитие компании и региона в целом.

Литература

1. Риа-Новости. Нефтегазовый проект «Сахалин-2». Справка. [Электрон. ресурс] – 2009. – URL: <http://qil.su/rbpoqM>

2. Сахалин Энерджи. Отчет об устойчивом развитии. [Электрон. ресурс] – 2016. – URL: <http://qil.su/vbpoqM>
3. Росстат. Регионы России. Основные характеристики субъектов Российской Федерации. [Электрон. ресурс] – 2016. – URL: <http://qil.su/XbpoqM>
4. Российская газета. Как развивался проект «Сахалин-2». [Электрон. ресурс] – 2016. – URL: <http://qil.su/tbpoqM>
5. Тэкноблог. Sakhalin Energy за 9 месяцев 2013 года существенно снизила чистую прибыль. [Электрон. ресурс] – 2014. – URL: <https://teknoblog.ru/2014/01/23/8294>
6. PIRA Energy Group. Цены на нефть 2017. Прогноз экспертов, аналитика, падение цен. [Электрон. ресурс] – 2016. – URL: <http://god2017.com/novosti/prognoz-cen-na-neft-na-2017-god>
7. Rogtec. Сахалин Энерджи возглавил рейтинг экологической ответственности нефтегазовых компаний России. [Электрон. ресурс] – 2016. – URL: <https://rogtecmagazine.com/сахалин-энерджи-возглавил-рейтинг-эк/?lang=ru>
8. Острова. В Сахалинской области начался конкурс на грант фонда социальных инициатив «Энергия». [Электрон. ресурс] – 2017. – URL: <http://tia-ostrova.ru/news/obschestvo/151890>

МЕСТО ОСОБО-ОХРАНЯЕМЫХ ПРИРОДНЫХ ТЕРРИТОРИЙ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ В СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКОМ РАЗВИТИИ РЕГИОНОВ

А.Б. Дулько, В.С. Третьяков

Научный руководитель – доцент О.В. Пожарницкая

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Особо охраняемые природные территории (ООПТ) – участки земли, водной поверхности и воздушного пространства над ними, где располагаются природные комплексы и объекты, которые имеют особое природоохранное, научное, культурное, эстетическое, рекреационное и оздоровительное значение, которые изъяты решениями органов государственной власти полностью или частично из хозяйственного использования и для которых установлен режим особой охраны. [1]

Создание охраняемых районов является одной из основных стратегий предотвращения быстрой утраты глобального биоразнообразия. За последние полвека общий охват охраняемых территорий во всём мире увеличился в десять раз.

Из более 13000 ООПТ различных категорий, статуса, занимающих около 12% территории России, ООПТ федерального значения – заповедники, национальные парки, государственные природные заказники и др. – занимают лишь 3,5% территории России. Большая часть площади охраняемых территорий – это ООПТ регионального и местного значения. В условиях разграничения и передачи полномочий по управлению природными ресурсами в субъекты России именно на региональные и местные бюджеты ложится основная нагрузка по управлению и финансированию данных ООПТ.

В последние годы единственным упоминаемым способом интеграции ООПТ в социально-экономическое развитие регионов оказался экологический туризм. Экологический туризм – форма туризма, сфокусированная на посещении относительно незатронутых антропогенным воздействием природных территорий. [2] Однако массовая культура цивилизованного природного туризма в России пока отсутствует, а для иного туризма вблизи ООПТ необходимы огромные инвестиционные вложения – для формирования инфраструктуры и комплекса услуг, которые могли бы обеспечить и должное обслуживание этого природного туризма, и обязательное сохранение ООПТ.

Необходимо отметить, что социально-экономические выгоды и доходы от экологического туризма должны обеспечиваться через активное привлечение бизнеса, связанного с приёмом, размещением, обслуживанием туристов вне самих ООПТ. Развитие управляемого природного туризма на прилегающих к ООПТ территориях должно в обязательном порядке планироваться в сочетании с развитием транспортной и гостиничной инфраструктуры, а также малого и среднего бизнеса в окружающих ООПТ населённых пунктах.

То есть, главный шаг на пути интеграции ООПТ в социально-экономическое развитие регионов – это не изменение роли ООПТ как учреждений охраны природы, а главным образом умение специалистов системы ООПТ «договариваться» с окружающим миром экономики, бизнеса и кураторами программ социально-экономического развития регионов во власти. А пока создание ООПТ является объектом критики и рассматривается инвесторами и властями как препятствие для социально-экономического развития.

Основными принципами интеграции являются следующие:

1. приоритет сохранения природной ценности территорий;
2. долгосрочное планирование деятельности, включая научно-обоснованные подходы к управлению территорией, зонирование, долгосрочные программы бюджетного и внебюджетного финансирования, механизмы участия сотрудников ООПТ в местных и региональных программах развития, долгосрочные партнёрства между ООПТ и структурами местного и регионального бизнеса;
3. строгий экономический расчёт. Понимая, что мы изымаем территорию из сферы регулярного природопользования на длительный срок, мы должны иметь основу для грамотных управленческих решений о том, как оценивать долгосрочные экономические выгоды и возможный экономический ущерб, как на взаимовыгодных условиях договариваться с действующими или потенциальными землепользователями;
4. совершенствование правового и финансовых механизмов регулирования отношений в области управления ООПТ.

Для реальной интеграции ООПТ в социально-экономическое развитие регионов необходимо решить следующие задачи:

подготовка и формирование компетентного кадрового потенциала;
разработка и внедрение государственных механизмов, способствующих взаимодействию ООПТ с бизнесом и органами местного самоуправления. [3,4,5]

Экотуризм является самым быстрорастущим сегментом индустрии туризма. Он имеет большой потенциал для сохранения биоразнообразия по сравнению с другими вариантами экономического развития в охраняемых территориях и вокруг них по следующим причинам. Во-первых, туризм является трудоёмкой отраслью и может создавать больше рабочих мест чем в большинстве других отраслей. Кроме того, туризм может быть полезным источником занятости для этнических меньшинств. Во-вторых, туризм широко воспринимается как «чистый», «не потребляющий» и недорогой для развития из-за использования существующих природных, культурных и исторических ресурсов. В-третьих, при развитии туристической деятельности происходит взаимодействие между поставщиками услуг (местными жителями) и получателями (туристами) и оставляют важные социальные последствия и потенциальные выгоды. Наконец, особенно в развивающихся странах, туризм, основанный на природе, должен создавать рабочие места и возможности для получения дохода для местных жителей.

В настоящее время, в третьей по посещаемости стране в мире, в Китае, индустрия туризма быстро расширяется. Действительно, ожидается, что к 2020 году он станет главным туристическим направлением в мире. Развитие туризма практикуется примерно в 80% из более чем 2500 заповедников Китая, которые привлекают миллионы местных туристов и быстро растущее число иностранных посетителей. Природный заповедник Волонг, флагманский охраняемый район в Китае, является одним из самых ранних охраняемых районов страны для развития туризма и является первым национальным заповедником национального уровня с утверждённым генеральным планом экотуризма.

В пик туризма многие местные домохозяйства получили косвенные финансовые выгоды от развития туризма. Например, в общей сложности 116 домохозяйств утверждали, что получили некоторый доход от временных трудовых работ по строительству инфраструктуры внутри заповедника (в первую очередь дорожное строительство). Ряд домохозяйств также утверждал, что получил доход от продажи лекарственных трав, мёда, и копчёной свинины, которые были собраны или сделаны на местном уровне. Большинство из этих местных продуктов были проданы местным ресторанам, магазинам.

Возможно, что ещё более важно, вовлечение и интеграция местных жителей в весь процесс развития туризма имеет решающее значение для достижения экологической и социально-экономической устойчивости в охраняемых территориях. Таким образом, местные жители, должны быть включены в процесс разработки ООПТ с самого начала. Это особенно актуально для стран, таких как Россия, где программа сохранения, как правило, реализуется в нисходящем порядке с отсутствием привлечения местных заинтересованных сторон.

Мы полагаем, что местному правительству сперва необходимо расширить список заинтересованных сторон экотуризма. Привлечь местных жителей к участию в экотуризме, внимательно выслушать их предложения и понять их потребности, а затем разработать план развития и функционирования системы экотуризма в особо-охраняемых природных территориях. [4]

Литература

1. Сводная информация: [Электронный ресурс] //ООПТ России: [сайт]. – [06.12.2012]. URL: <http://oopt.aari.ru/filter/reset> (дата обращения: 03.12.2017);
2. Лукичев А.Б. Сущность устойчивого и экологического туризма // Российский Журнал Экотуризма. – 2011. – № 1. – С. 3-6.
3. Интеграция особо охраняемых природных территорий в социально-экономическое развитие регионов на примере Красноярского края: [Электронный ресурс] //Дирекция по особо охраняемым природным территориям Красноярского края: [сайт]. – [2013-2017]. URL: <http://www.doopt.ru/?id=690> (дата обращения: 03.12.2017);
4. Pogharnitskaya O.V., Kononov V.V., Belozero D.S., Strelnikova A.B., Dmitrieva N.V. Treatment of petroleum-contaminated water resources: modern techniques. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2016. – Vol. 43: Problems of Geology and Subsurface Development. – [012026, 12 p.]. – Title screen. – Свободный доступ из сети Интернет.
Режим доступа: <http://dx.doi.org/10.1088/1755-1315/43/1/012026> <http://earchive.tpu.ru/handle/11683/35133>
5. Боярко Г. Ю., Матюгина Э.Г., Пожарницкая О.В. Горнозаводские моногорода России. Горный журнал: научно-технический и производственный журнал. – 2017. – № 1. – [С. 4-10]. – Заглавие с экрана. – Доступ по договору с организацией-держателем ресурса. Режим доступа: <http://dx.doi.org/10.17580/gzh.2017.01.01>
6. Drivers and Socioeconomic Impacts of Tourism Participation in Protected Areas: [Электронный ресурс] //National Center for Biotechnology Information: [сайт]. – [2012-2017]. URL: <https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pmc/articles/PMC3338832/>

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЗОЛОТОДОБЫЧИ В РОССИИ

Г.Л. Запорожец, Я.А. Галатонova

Научный руководитель – доцент М.Р. Цибульникова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Российская отрасль золотодобычи прошла несколько переходных этапов развития, ключевыми из которых являются 1998 год, когда общая добыча золота упала на рекордно низкий уровень и 2008-2009, где уже наблюдались максимально высокие показатели темпа роста добычи и цен на него. Если рассматривать нынешний период, то можно заметить, как выделяются высокие темпы роста объема добычи и увеличения цен на золото. С каждым годом динамика сохраняется (рис. 1).

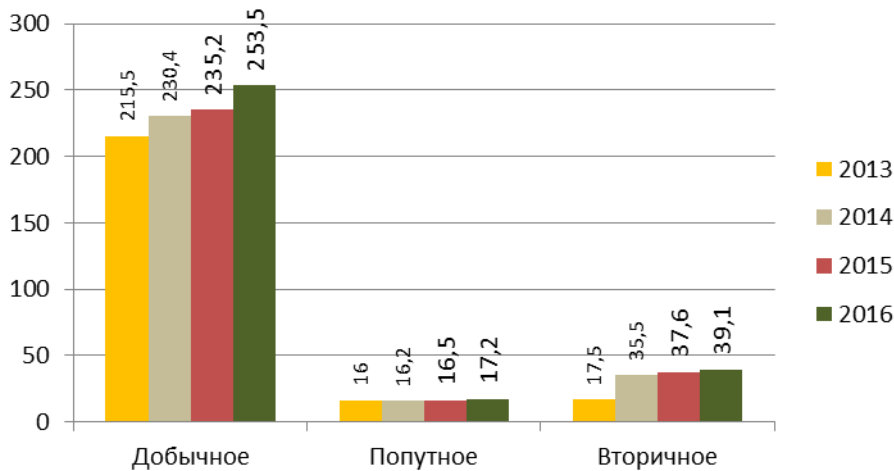


Рис.1 Динамика объемов добычи золота в России, 2013-2016 гг., т [2]

Золотодобыча в России существенно отличается от золотодобычи в других странах. Основная добыча в большей части осуществляется на россыпных месторождениях, а сырьевая база россыпных месторождений вследствие их длительной эксплуатации истощается [2].

Россия занимает шестую позицию по запасам золота. Минерально-сырьевая база золота является наиболее освоенной в России. Сырьевая база представлена 770 россыпными (38% общих запасов) и 87 коренными (62% общих запасов) месторождениями. Балансовые запасы золота составляют около 12% от общероссийских [4]. В основном прирост в фонде происходит именно за счёт добычи.

Сосредоточенные ресурсы таких месторождений распределены на территории с тяжелыми и суровыми климатическими условиями. Более 95 % добываемого золота в России ведется в 15 регионах с добычей золота больше 1 тонны, а в остальных 10 регионах меньше 1 тонны.

Основным регионом по золотодобыче в России является Магаданская область, где динамика добычи имеет тенденцию роста (рис. 2).

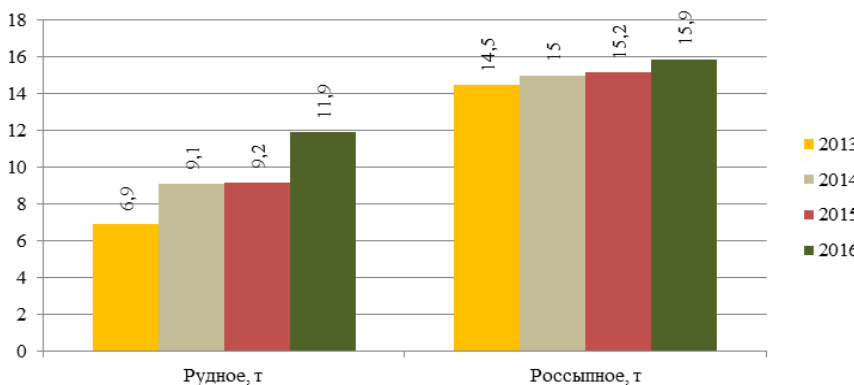


Рис. 2 Динамика добычи золота в Магаданской области, 2013-2016 гг., т [2]

Разработку крупных месторождений в Магаданской области ведет ОАО «Полиметалл». Сейчас на предприятиях компании в регионе работает около 3 тысяч человек, из них 46% – это жители Магаданской области. В 2016 году общая сумма налоговых платежей предприятий ОАО «Полиметалл», расположенных в Магаданской области, составила около 9,4 млрд рублей, более 60% из них были перечислены в региональные и местные бюджеты. Социальные инвестиции компании в 2016 году составили около 72 млн рублей.

В целом магаданские предприятия ОАО «Полиметалл» по итогам 2016 года произвели 6,1 т золота, что составило 94% всего произведенного компанией золота.

ОАО «Полиметалл» занимает второе место среди золотодобывающих компаний в России. Предприятие ведет геологоразведочные работы и добычу драгоценных металлов в пяти регионах России – Магаданской области, Хабаровском крае, Свердловской области, Республике Карелия и на Чукотке. Географическая распределенность бизнеса ОАО «Полиметалл», емкая программа капитальных вложений, тяжелые природные условия осуществления деятельности и высокая конкуренция предъявляют повышенные требования к организации корпоративного управления. Компания в полной мере учитывает специфику бизнеса и выстраивает внутренние процедуры для получения максимальной результативности всех направлений деятельности.

С возрастанием спроса на драгоценные металлы стал развиваться Российский рынок золота. Если рассматривать Российский рынок золота, нельзя не заметить его связь с биржами металлов Лондонской, Нью-Йоркской товарной биржей [1]. Лондонская биржа более 2 раз в сутки устанавливает золотой фиксинг [5]. Рынок золота и его конъюнктура складывается за счет соотношения спроса и предложения на данный товар, что в свою очередь определяют темпы нарастания объемов добывающей промышленности.

Формирование инвестиций в золото и золотодобычу за последние десять лет в России стало более популярным и выгодным для инвесторов [3]. Открытие для большинства участников доступа к операциям на рынке драгоценных металлов позволило прозрачно оценивать дальнейшие риски [7].

В связи с инфляцией золото считается наиболее надежным ресурсом по сравнению с валютой. Исходя из того, что золото является валютным металлом, наличие больших запасов позволяет управлять процессом внутри его рынка.

Нельзя не учитывать специфику использования производимого золота в России, что большая часть приходится на увеличение запасов государственных резервов. В связи с этим нужно развивать отрасль и наряду с этим нужно решить вопрос проблемы воспроизводства сырьевой базы с дальнейшим увеличением государственного финансирования геологоразведочных работ. Но, предполагается, что государство будет так же стимулировать горнодобывающие предприятия проводить геологоразведку на собственные средства. Так же стоит отметить, что проводимая политика Банка России, по приобретению данного благородного металла на внутреннем рынке видится грамотной и конструктивной по отношению к золотодобытчикам [6].

Банк России стал мировым лидером по увеличению темпов наращивания резервов золота. В сентябре золотой запас вырос на 34,6 тонны - до 1778,9 тонны, это максимальный месячный прирост, начиная с октября 2016 года. Российский Центробанк занял шестое место по объему золота в резервах среди центральных банков мира. Стоит выделить, что Банк России уже пятый год лидирует по приросту запасов золота. На 2017 год Россия закупит примерно 200 тонн золота.

Поддержка национальных производителей, а также ввод денежных средств в экономику страны через золотодобывающие предприятия наряду с увеличением доли золотого запаса в международных резервах государства дают полноценные перспективы к развитию золотодобычи в России.

Литература

1. Будницкий, О. Русская акция и русское золото: история одного мифа / О. Будницкий // Родина. – 2011. – № 12. – С. 112–116
2. Константинова О.Г. Факторы, влияющие на эффективность деятельности золотодобывающих предприятий / О.Г. Константинова // Известия Тульского государственного университета. Экономические и юридические науки. – Тула, 2010. – № 1.
3. Мионов Д.И. Факторы, влияющие на цену золота // Бизнес в законе. 2011. № 2. С. 248–251.
4. Усанов, П. В. Прошлое, настоящее и будущее золотого стандарта / П. В. Усанов // Финансы и бизнес. – 2010. – № 4. – С. 4–17.
5. GFMS Surveys and Forecasts статистические данные: documentation Thomson Reuters [Электронный ресурс].
6. Kennedy St. C. A historical review of the American gold market . Gold-eagles, 2002. Jan
7. Timberlake R.H. How Gold Was Money - How Gold Could Be Money Again. The Freeman, a publication of the Foundation for Economic Education, Inc., 1995, April, Vol. 45. No. 4

ПЛАТЕЖИ ЗА ПОЛЬЗОВАНИЕ ПРИРОДНЫМИ РЕСУРСАМИ

М.П. Иванова, Т.С. Глызина

Научный руководитель – профессор Г.Ю. Боярко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Наиболее актуальными вопросами формирования мировой экономики является рациональное природопользование, а также охрана окружающей среды. Важность и размах экологических проблем возникают в связи с приумножением взаимосвязи окружающей среды и общества, в результате которой происходит:

- увеличение рекреационного, технологического бремени на природные системы,
- ухудшение качества природы,
- снижение доступности ресурсов природы и т.д.

Хозяйственное применение определённых природных ресурсов, которые несут как сырьевой, так и нессырьевой характер (например, рекреационные ресурсы), подразумевают обоснованную потребность применения природопользователями расчетов с государством, являющимся в большинстве случаев собственником подобных ресурсов и несущим нагрузку расходов по восстановлению природного потенциала на территории России. [1]

К числу важных аспектов природопользования и охраны окружающей среды относится платность природопользования, являясь значимым инструментом экономического регулирования связи государства, общества и предпринимателей, обязаны решать следующие основные задачи:

1. сбор средств государственного бюджета;
2. рациональное и экологически рациональное использование ограниченных природных ресурсов;
3. стимулирование добычи и производства необходимого обществу сырья;
4. обоснованное взимание всех видов природной ренты и последующее ее справедливое распределение в масштабах государства.

Виды платежей, в соответствии с Законом РФ «Об охране окружающей среды»:

- за право пользования природными ресурсами;
- за загрязнение окружающей среды.

Обязательной составляющей налоговой системы Российской Федерации являются ресурсные платежи (рисунок). [2]

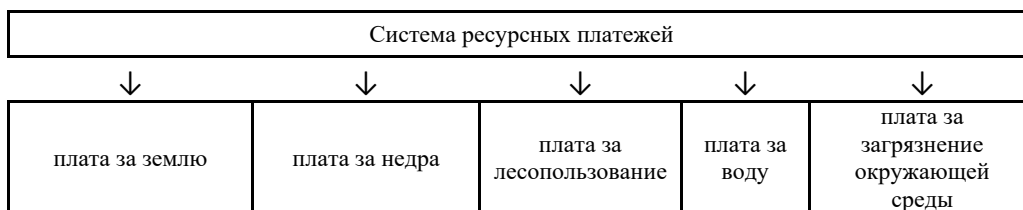


Рис. Система платежей за использование природных ресурсов

Потенциал природных ресурсов России заключен в многообразии совокупности составляющих, которые имеют важное и специфичное научное, природоохранное, культурное, эстетическое, рекреационное и оздоровительное значение:

- незначительное использование в хозяйственном применении,
- сложность, а также значительный уровень затрат по освоению природных ресурсов,
- геолого-географическое расположение природного потенциала.

Поэтому именно рациональное (неисчерпаемое природопользование, охрана и воспроизводство природных ресурсов) применение потенциала природных ресурсов играет значительную роль для будущего России. В связи с чем, именно платежи за использование природных ресурсов несут важную экономическую роль в налоговой системе страны.

В области использования природных ресурсов, систему налогообложения представляют следующие группы налоговых платежей:

- платежи за сверхлимитное и нерациональное использование природных ресурсов;
- налоги за право пользования природными ресурсами;
- платежи на воспроизводство и охрану природных ресурсов.

При этом, Налоговый кодекс РФ, должен решать и обеспечивать проблему изъятия экономической ренты в пользу всего общества.

Литература

1. Экономика и управление природопользованием. Ресурсосбережение: учебник и практикум для бакалавриата и магистратуры /А.Л. Новоселов, И. Ю. Новоселова, И. М. Потравный, Е. С. Мелехин. – М.: Издательство Юрайт, 2018. – 343 с.
2. Глушкова В.Г. Экономика природопользования: учебник для академического бакалавриата /В.Г. Глушкова, С.В. Макар. – 2-е изд., перераб и доп. – М.: Издательство Юрайт, 2016. – 450 с.
3. Каракеян В.И. Экономика природопользования: учебник для СПО / В.И. Каракеян. – 2-е изд., испр. и доп. – М.: Издательство Юрайт, 2018. – 478 с.

ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА В АРКТИКЕ

Н.И. Исламова, Т.И. Исламов

Научный руководитель – доцент О.В. Пожарницкая

Национальный Исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

Россия является одним из главных поставщиков углеводородов на мировой рынок (рис. 1). В работе была проанализирована за последние десять лет ситуация по добычи нефти на шельфе Российской Федерации.



Рис. 1 – Добыча нефти и газового конденсата в России

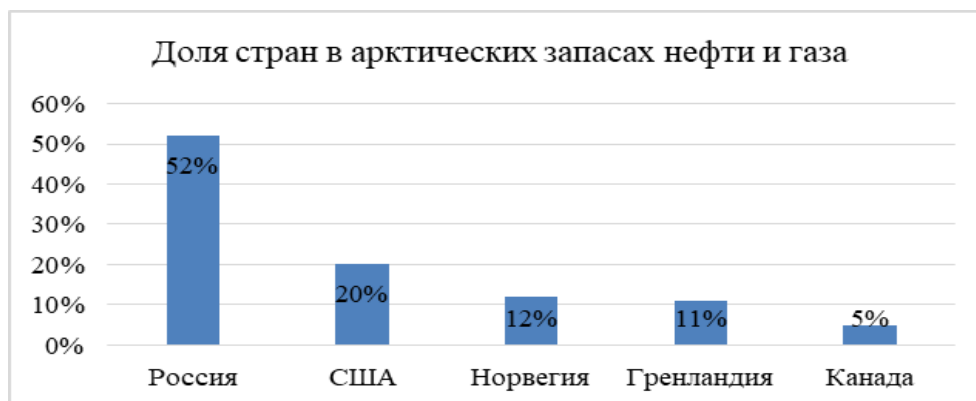


Рис. 2 – Доля стран в арктических запасах нефти и газа

Изучение недр шельфа Арктики началось в 70-х годах прошлого столетия Мурманской морской арктической геолого-геофизической экспедицией (рис. 2). Проведенные геофизические работы были основанием для освоения данной территории и открыли месторождения на шельфе Сахалина, Карском и Баренцевом морях, которые сегодня, составляют основную ресурсную базу для добычи нефти и газа.

Таблица

Темпы добычи нефти и газа

	2010		2015		2017	
	Нефть, млн. т	Газ, млрд. Куб. м	Нефть, млн. т	Газ, млрд. Куб. м	Нефть, млн. т	Газ, млрд. Куб. м
Сахалин	11,2	25	12	35	14	60
Карское море	6,6	15	7	30	8,1	40
Баренцево море	4,9	15	5,9	25	7	45

В конце 80-х прошлого века, практически все работы, проводимые на шельфе, были свернуты, в силу отсутствия финансирования. Подписанная президентом программа освоения запасов УВ на шельфе (Указ Президента РФ N765 от 23 мая 1996 г.) до конца 2010 года также не была доведена до конца. Но стоит отметить, что, начали свою реализацию два больших проекта под названием «Сахалин-1» и «Сахалин-2». Акционерами данных проектов стали знаменитые российские компании «Газпром» и «Роснефть», соответственно операторами «Shell» и «ExxonMobil». Основная деятельность компаний связанных с этими проектами началась немного позднее. Коммерческая добыча нефти на Сахалин-1 началась только в конце 2005 г. К 2016 году, накопленная добыча составила более 82 млн т нефти и 19 м³ природного газа. Потенциальные извлекаемые запасы проекта составляют 307 млн т нефти и 485 млрд м³ газа [1].

В 80-е годы прошлого столетия исследования на шельфе производились на таких советских буровых машинах, как «Шашин», «Муравленко», «СПБУ» и др., которые вполне соответствовали мировому стандарту и с

легкостью могли бы и сегодня справиться с программой ГРП. Сегодня же практически все работы основываются на зарубежной технике и технологиях, которые тормозят процесс освоения данных земель. Стоит вспомнить, что введение санкции против России в 2014 году, а именно прописанные запреты на многие виды работ (сейсморазведка, морское бурение и др.) изрядно затормозили процесс освоения. К примеру, после недавнего открытия месторождения в Карском море, компания «ExxonMobil», партнер «Роснефти», устанавливает свое участие в Арктических проектах и стоит отметить, что компании «Роснефть» остается только соглашаться с данной ситуацией. К сожалению применение российской техники, не может дать нам достоверной и качественной информации. Возраст данной техники, произведенные за рубежом источники возбуждения сигналов и приемных устройств, а также отсутствие широкополосной 3D сейсмосьемки не соответствуют уровню получаемой информации. То есть проще говоря, качество получаемых данных будет соответствовать, тому уровню, которое наблюдалось 20 лет назад. Еще одним фактором, будет являться то, что в России отсутствует защитная технология сейсмококс ото льда. Дорогостоящие заборные оборудование может быть попросту срезано льдом [2].

Литература

1. Большая энциклопедия нефти и газа [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://chem21.info/info/77643/>, свободный. – (дата обращения: 11.10.2017).
2. Ампилов Ю.П. Новые вызовы для российской нефтегазовой отрасли в условиях санкций и низких цен на нефть (Московский государственный университет им. М.В.Ломоносова). – 2016. - № 9.

РОЛЬ ГОСУДАРСТВА В ПОВЫШЕНИИ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТИ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОГО КОМПЛЕКСА

Ф.М. Исатаева

Научный руководитель – д.т.н., профессор В.С. Портнов

Карагандинский государственный технический университет, г. Караганда, Казахстан

Несмотря на все преобразования в экономике Казахстана, по-прежнему ключевым источником формирования её доходов остается топливно-сырьевой комплекс. *Основные черты казахстанской экономики:* активное государственное вмешательство в экономику, направленное на изменение принципов функционирования экономической системы; слабо диверсифицированная структура экономики с преобладанием отраслей и сегментов, ориентированных на извлечение природной ренты; растущая зависимость от иностранных инвестиций [1,2].

Прогресс национальной экономики сдерживают внутренние проблемы горно-металлургической отрасли: истощение минерально-сырьевой базы, ухудшение качества добываемых руд и медленное освоение новых месторождений, низкая степень комплексности использования минерального сырья, низкие объемы производства продукции высоких переделов, устаревшая техническая база [3]. Усугубляет ситуацию рост экологической безопасности государства не только в сегментах нефтегазодобычи и угольной генерации, являющихся основными источниками загрязнения окружающей среды, но и в рамках набирающей темпы развития атомной электрогенерации. Вышесказанное подтверждает необходимость привлечения инвестиций в геологоразведочную деятельность для пополнения ресурсной базы, и в частности, в сегменты добычи сырой нефти и урана. Тем более, что Казахстан настроен соответствовать Стандартам Инициатив прозрачности добывающих отраслей.

Ситуация на мировом рынке углеводородов требует новых и неординарных шагов для поддержания нефтегазовой отрасли Казахстана. В ближайшие годы основное внимание должно быть сосредоточено на повышении потенциала экспорта углеводородов, сокращении внутреннего потребления за счет использования возможностей энергосбережения; создании условий, вынуждающих нефтяные компании модернизировать нефтепереработку, последовательно уменьшая неэффективные налоговые субсидии. Например, уже сейчас рассматривается вопрос об открытии нового направления экспорта углеводородов в Индию; расширяется сотрудничество в ЕАЭС, в рамках которого в 2019 г. планируется создание единого рынка в сфере электроэнергетики, к 2025 г. - единого рынка в сфере нефтепродуктов [4].

Снижение производственной зависимости экономики Казахстана от импорта и рост её внутренней стабильности выражается, главным образом, в создании основы роста несырьевого экспорта; вовлечении сырьевых производств во внутриказахстанские производственные цепочки. Новые меры государственной поддержки товаропроизводителей стимулируют развитие казахстанского содержания, открывают перспективы для модернизации действующих производств и обеспечивают переход на выпуск товаров, необходимых для удовлетворения потребности внутреннего рынка при соответствующем паритете цены и качества. В цветной металлургии акцент будет сделан на расширении производства базовых металлов (меди, золота, титана, алюминия); увеличении объемов производства различных изделий (катанки, проволоки, проката, профиля и сплавов, фольги, ювелирных изделий) [5,6].

В целях ускорения экономического роста страны за счет развития высокотехнологичных наукоемких отраслей, в 2016-2019 годах планируется создание комплекса инновационных производств на базе местной минерально-сырьевой базы, в том числе техногенных образований. Это должно уменьшить рост депрессивных регионов из-за снижения добычи и переработки традиционного сырья путем переориентации производственных мощностей действующих металлургических предприятий на выпуск продукции с высокой добавленной стоимостью.

Осуществляемые сегодня реформы в сфере недропользования направлены на повышение конкурентоспособности и улучшение условий для деятельности компаний и инвесторов в Казахстане. В рамках индустриально-инновационной программы Казахстана в горно-металлургическую промышленность планируется

привлечь известные транснациональные компании и развивать казахстанские бренды [7]. Планируется увеличить долю казахстанского титана в мировом сегменте с 11% до 14%. При этом следует учитывать, что поскольку инвестиционные риски в проектах разведки и разработки месторождений очень высоки, то требования инвесторов к достоверности информации о ресурсах и запасах очень жесткие. Так, биржи и банки доверяют горнодобывающим и геологоразведочным компаниям только при соответствии их деятельности и отчетности международным стандартам. В этой связи, важнейшим условием повышения инвестиционной привлекательности горнодобывающей промышленности Казахстана является внедрение международной системы стандартов отчетности по запасам полезных ископаемых CRIRSCO, которая определяет то, как компании должны раскрывать для широкой публики геологическую и техническую информацию о своих проектах. Поскольку запасы минерального сырья не являются неиссякаемыми, необходимы строгий учет и контроль за их рациональным использованием. Внедрение международной системы стандартов отчетности по запасам полезных ископаемых CRIRSCO будет способствовать повышению инвестиционной привлекательности минерально-сырьевого комплекса нашей страны. Только такой подход может гарантировать инвесторам разумный уровень уверенности в том, что предоставляемые им сведения являются максимально достоверными и правдивыми [8].

На 2018 г. запланированы переход на международную систему отчетности по запасам углеводородного сырья SPE-PRMS, обучение казахстанских специалистов аудированию геологической отчетности по ресурсам и запасам полезных ископаемых в соответствии с международными стандартами. Эти шаги нацелены на рост инвестиционной привлекательности минерально-сырьевого комплекса, соблюдению паритета в интересах государства и недропользователей.

В горнорудной отрасли планируется переход на упрощенный метод предоставления права недропользования по модели Западной Австралии, где применяется принцип «Первый пришел - первый получил».

С учетом того, что важным условием для внедрения стандартов публичной отчетности является законодательная поддержка, совместно с международными консультантами (в том числе от Всемирного Банка, ЕБРР, ОЭСР), в Казахстане началась разработка нового Кодекса «О недрах и недропользовании», в котором предусматривается переход на международные стандарты. Он будет регулировать все отношения в сфере геологического изучения недр и недропользования с учетом накопленного отечественного и передового зарубежного опыта. Акцент сделан на то, что принятие кодекса и внедрение новых стандартов значительно увеличит количество недропользователей в горнодобывающем секторе, возрастут объемы инвестиций.

По прогнозным оценкам, служба ведения кадастров недропользования обеспечит прозрачность процедур по заключению контрактов, контроль за полным исполнением контрактных обязательств. Помимо этого, будет функционировать интерактивная карта для регистрации заявок недропользователей и он-лайн доступ к геологической информации в соответствии с регламентом.

Внедрение стандартов CRIRSCO в Казахстане предъявляет новые требования к геолого-экономической оценке месторождений полезных ископаемых. Так, оценка рыночной конъюнктуры потребует предоставления результатов анализа ситуации с запасами по видам минерально-сырьевого продукта, исследования тенденции потребления и выявления факторов, способных повлиять на предложение и спрос в обозримом будущем. Помимо этого, должен быть приведен обоснованный прогноз объемов производства и цен. Для неметаллических полезных ископаемых должны быть сформулированы технические требования со стороны конкретных потребителей, результаты технологических испытаний и их соответствие приемочным требованиям до заключения контрактов на поставки.

Планируется внедрение новых требований к технико-экономическому обоснованию как подробному исследованию месторождения на основе достоверных оценок. Технико-экономическое обоснование, имеющее целью предварительно оценить месторождение, включает комплексное исследование горнопромышленного проекта. В результате такого исследования определяются наиболее подходящая система разработки (в случае подземной добычи), либо конфигурация карьера (при открытой разработке), эффективная технологическая схема переработки добытого сырья. Ключевой составляющий элемент - финансово-экономический анализ, базирующийся на предварительном анализе инженерных, технических, юридических, операционных и экономических факторов. После этого, дается детальное технико-экономическое обоснование. Это более полное комплексное исследование месторождения полезных ископаемых с подробным изучением влияния геологических, инженерно-технических, юридических, операционных, социально-экономических, экологических и других факторов. В результате этого анализа будет приниматься окончательное решение финансового органа касательно финансирования промышленного освоения и промышленной эксплуатации месторождения.

Таким образом, предпринимаемые шаги являются примером государственного, системного подхода к развитию собственной промышленной базы в средне- и долгосрочной перспективе с целью обеспечения устойчивого и сбалансированного роста экономики через *диверсификацию* и интернационализацию действий, характерных для развивающихся экономических систем [9,10].

Литература

1. Концепция индустриально-инновационного развития Республики Казахстан на 2015 - 2019 годы. Утверждена постановлением Правительства Республики Казахстан от 31 декабря 2013 г. № 1497.
2. Государственная программа индустриально-инновационного развития на 2015-2019 годы. Утверждена Указом Президента Республики Казахстан 1 августа 2014 г. №874.
3. Комплексный план по развитию горно-металлургической промышленности РК на 2014-2018 годы. Утвержден постановлением Правительства Республики Казахстан от 28 мая 2014 года № 568.

4. Выступление члена коллегии по основным направлениям интеграции и макроэкономике Евразийской экономической комиссии Т. Валовой в ходе видеомоста Астана-Москва. Официальный сайт общественно-политической газеты Казахстана «Время» www.time.kz. (дата обращения 15.02.2016г.).
5. Программа геологоразведочных работ на 2015 - 2019 годы. Утверждена постановлением Правительства Республики Казахстан от 21 мая 2014 года № 526.
6. План развития разработки редких и редкоземельных металлов в Республике Казахстан на 2015-2019 годы. Утвержден постановлением Правительства Республики Казахстан от 26 ноября 2014 года № 1237.
7. План нации «100 конкретных шагов». Програмама Президента Республики Казахстан от 20 мая 2015 г. Астана, 2015.
8. Фрейман Г.Г. Перспективы и проблемы внедрения международных стандартов оценки минеральных ресурсов и запасов в Казахстане. В сб. «Материалы международной научно-практической конференции: геология, минерагения и перспективы развития минерально-сырьевых ресурсов Республики Казахстан», посвященной 75-летию института геологических наук им. К.И. Сатпаева 26-27 ноября 2015 г». Алматы, 2015. С. 393-399.
9. Sanders, W. G., & Carpenter, M. A. (1998). Internationalization and firm governance. *Academy of Management Journal*, 41: pp.158-178.
10. Luo, Y. D., & Tung, R. L. (2007). International expansion of emerging market enterprises: A springboard perspective. *Journal of International Business Studies*, 38: pp. 481-498.

ПРОБЛЕМЫ РАЗРАБОТКИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ

Д.М. Калицев

Научный руководитель – доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. Нефтегазовая отрасль – это стратегический сектор экономики нашей страны, а нефть и продукты ее переработки – важнейший экспортный ресурс. Ежегодно Россия экспортирует более 200 млн. т. сырой нефти [1]. В России, как и во всем мире, практически не осталось «легкодоступной» нефти – разработка углеводородного (УВ) сырья переносится в неисследованные регионы, такие как Сахалин или Арктика. Проекты становятся более требовательными с точки зрения технологий, навыков, рисков и капитала. Большинство крупных компаний предпочитают выработать «активные» запасы, которые не требуют повышенных затрат. Но структура запасов быстро ухудшается потому, что большинство новых открытых месторождений относятся к средним и мелким, а их рентабельность заведомо ниже, чем крупных. Это значит, что в ближайшем будущем, российским нефтяникам придется иметь дело в основном с трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ).

Целью работы является анализ проблем, связанных с ростом добычи ТРИЗ нефти, а также мер для увеличения рентабельности их реализации.

Из всех мировых ТРИЗ нефти, на Россию приходится 22%, и она занимает первое место по этому показателю (рисунок) [2]. Что касается внутрисударственных запасов, то доля трудноизвлекаемой нефти составляет 2/3 от общего объема, из которых на высоковязкую нефть приходится 13 %, 36 % на малопроницаемые коллектора, 14 % на подгазовые зоны и 4 % на малые толщины пластов [3]. Причем, доля ТРИЗ нефти увеличивается с каждым годом за счет преимущественной отработки легкоизвлекаемого сырья, а общероссийской добычи нефти, на ТРИЗ приходится всего 7,2% [2].

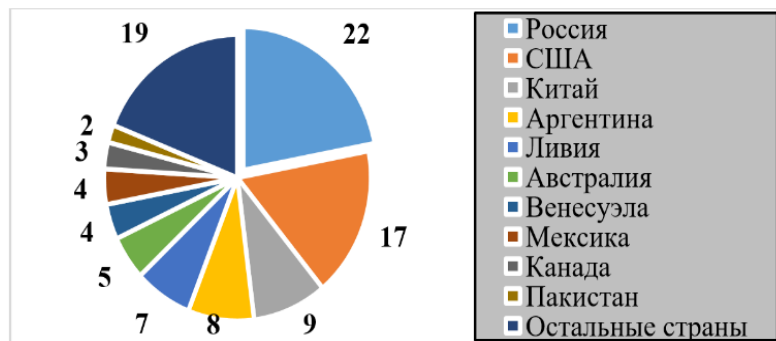


Рис. Распределение запасов ТРИЗ нефти в мире, %

Известно, что дальнейшее повышение добычи нефти сдерживает отсутствие открытых и законченных разведкой крупных нефтяных месторождений, которые не введены в разработку. ТРИЗ нефти требуют больших объемов бурения, в том числе горизонтальных скважин. В настоящее время, в России объем бурения составляет около 25 млн м., в 80-е годы этот показатель составлял порядка 50 млн м, но если сравнить с другими ведущими нефтедобывающими странами, то данный параметр сильно отстает, в США, например, бурят по 110 млн м [3].

Кроме того, отстает и рост конкурентоспособных нефтесервисных организаций. Актуальной проблемой является техническое обновление комплекса нефтесервисного оборудования: не хватает отечественных буровых установок (раньше «Уралмаш» выпускал их 300 в год, а теперь всего лишь 30) [3]. Необходимо развитие собственной национальной базы для производства оборудования.

В следствии катастрофически накапливающихся отрицательных тенденций, положения минерально-сырьевой базы УВ в последние годы характеризуется уменьшением разведанных запасов и чрезвычайно низкими

темпами их воспроизводства. И в Ямало-Ненецком, и в Ханты-Мансийском автономных округах наблюдается падение добычи нефти, доля Тюменской и Томской областей в общероссийской добыче УВ сырья также уменьшилась. Доля экономически выгодных запасов в Западной Сибири сокращается, как и в других нефтеносных провинциях России. Всем уже ясно, что перспектива добычи УВ в России и, конечно же, дальнейшее развитие топливно-энергетического комплекса (ТЭК) связаны с разработкой трудноизвлекаемых запасов.

Налоговые льготы – единственный путь стимулирования развития добычи ТРИЗ. Безусловно, за прошедшие двадцать пять лет можно найти много позитивных моментов в нефтегазовой отрасли. Однако, эти меры являются явно недостаточными для системного решения сегодняшних проблем, связанных с разработкой ТРИЗ. В масштабах отрасли необходимы иные подходы для исправления ситуации, более эффективные механизмы.

В проекте Энергетической стратегии РФ до 2035 года отмечены основные задачи развития нефтяной промышленности на ближайшую перспективу [4]:

- стабильная добыча нефти с газовым конденсатом на уровне 525 млн т в год, с обеспечением возможностей ее увеличения при благоприятной конъюнктуре мирового и внутреннего рынков;
- модернизация и развитие отрасли;
- увеличение коэффициента извлечения нефти с 28 до 40 %;
- освоение трудноизвлекаемых ресурсов в объемах до 17 % общей добычи нефти и т.д.

Увеличение фискальной нагрузки на нефтяные компании и нынешняя политика в нефтегазовой отрасли, делают выполнение перечисленных задач практически невозможным. Для успешного решения задач по преодолению негативных последствий мирового финансового кризиса и стабилизации деятельности нефтегазового комплекса, необходимо принять комплексную правительственную программу поддержки топливного комплекса со следующими неотложными мерами [3,5]:

Возвести программу развития ТЭК в национальный проект государственной важности, куда отдельным специальным разделом включить программу вовлечения трудноизвлекаемых запасов;

Сформировать «освобождения» по основным налогам, действующие до выхода на запланированные объемы производства;

Ввести нулевую ставку НДС для ТРИЗ новых месторождений УВ, а также при разработке введенных бездействующих скважин и скважин, которые находятся в консервации, до окупаемости затрат по пуску скважин в эксплуатацию, а также для мелких месторождений (с начальными извлекаемыми запасами на 1 января 2009 года не более 3 млн тонн);

Для компаний, испытывающих серьезные финансовые затруднения ввести отсрочки уплаты налогов, установить схему и параметры такой отсрочки;

Компенсировать процентные ставки по кредитам, направляемым на инвестиционные программы;

Направить государственные вложения на реализацию приоритетных инфраструктурных проектов;

Финансировать государством НИОКР в сфере современных технологий комплексного использования месторождений нефти;

Создать условия для апробации современных перспективных способов разработки ТРИЗ, такие как научные полигоны, используемые как площадки для испытания и внедрения новых технологий исследования и разработки ТРИЗ, освоения ресурсов нетрадиционного сырья, а также решения экологических проблем;

Совершенствовать собственный нефтесервис; разработать на федеральном законодательном уровне акт, стимулирующий российских недропользователей. Следует инициировать уход из российской нефтяной отрасли ведущих западных нефтесервисных организаций;

Обеспечить современное развитие отечественной сервисной и машиностроительной промышленности для нефтегазовой и перерабатывающей индустрии;

Участие государства в инвестировании новых проектов, законодательное решение этих вопросов;

Сформировать условия для применения импортозамещения оборудования: на сегодняшний день зависимость нефтяников от импорта носит критический характер (доля импортного оборудования и технологий в целом достигает 80 %, а по отдельным категориям – оборудование для шельфовых проектов или программное обеспечение, может превышать 90 %);

Организовать налоговые послабления компаниям, в зависимости от доли применяемого отечественного оборудования в рамках решения проблем импортозамещения;

Решить вопросы, сопряженные с предоставлением прав на пользование недрами (малодебитными скважинами) малым и средним компаниям с наибольшей долей отечественного оборудования в проекте;

Приписать в обязанности нефтегазовых компаний осуществлять определенную долю исследований в отечественных научно-исследовательских институтах;

Такой инструментарий обязательно должен предусматривать:

развитие отечественных научных институтов, испытательных лабораторий, обучение персонала;

вложения регламентированной доли прибыли в развитие новых технологий;

содействие отечественным компаниям в проведении опытно-промышленных испытаний;

государственные программы разработки уникальных видов оборудования с акцентом на наукоемкие;

софинансирование инвестиционных проектов, направленных на запуск новых производств и модернизацию существующих.

В заключение хотелось бы сказать, что только осуществление иной модели развития минерально-сырьевого комплекса даст возможность запустить новые масштабные проекты в нефтегазовой сфере. Их нельзя рассматривать, а тем более реализовывать без комплексного подхода, в отрыве от решения социально-экономических проблем развития территории, активного участия государства, как на федеральном, так и на региональном уровнях. Также хочу добавить, что разработка ТРИЗ приводит и к развитию смежных сфер, например, машиностроение, IT-

технологии, производство специализированного оборудования и др. Тем самым развитие добычи ТРИЗ непосредственно повлияет и на инновационный прогресс смежных сфер.

Литература

1. Сайт Росбалт: Бизнес. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rosbalt.ru/business/2017/09/29/1649668.html> – МЭР ожидает снижения экспорта нефти из России в 2017 году. – (Дата обращения: 16.01.2018).
2. Сайт Российская газета – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.rg.ru/2017/12/12/minenergo-v-rf-k-2035-godu-vdvoe-uvlechitsia-dobycha-trudnoj-nefti.html> – Раскачают залежи. – (Дата обращения: 18.01.2018).
3. Шмаль Г.И. Проблемы при разработке трудноизвлекаемых запасов нефти в России и пути их решения / Г.И. Шмаль // Георесурсы. – 2016. – Т. 18. № 4. Ч. 1. – С. 256-260.
4. Энергетическая стратегия России на период до 2035 года: разработанная во исполнение поручения Президента Российской Федерации от 6 июля 2013 г. № Пр-1471. – 98 с.
5. Клубков, С. Стимулирование разработки ТРИЗ поможет поддержать уровень добычи нефти в России / С. Клубков // Oil and Gas Journal. – 2015. – №7. – С. 6-11.

НЕФТЕГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ СЕВЕРНОГО КАВКАЗА

Д.М. Калицев

Научный руководитель доцент Т.С. Глызина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. Нефть всегда занимала и продолжает занимать исключительно важную роль в формировании мировой экономики и международной торгово-промышленной деятельности. Наша страна, владеющая необычайно большими запасами нефти и газа, а также развитой нефтедобывающей промышленностью, традиционно является одним из крупнейших экспортеров углеводородного сырья (УВ) на мировой рынок. При этом, промышленность представляет собой важнейшую составляющую социально-экономического развития Российской Федерации, со всем многообразием взаимодействия с другими сферами и отраслями экономики. Существенную долю доходной части бюджета нашей страны составляют поступления от экспорта нефти. В значительной мере доходы зависят и от кратко-, средне- и долгосрочных тенденций развития мирового рынка нефти, исследование которых, также представляется весьма актуальным. Но, в последние годы нефтегазовый фонд истощается, высокорентабельных, легкоизвлекаемых запасов становится меньше. Возникшую проблему возможно решить несколькими путями: увеличением доли трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ), поиском и разработкой новых месторождений в неизученных регионах, а также в старейших регионах добычи углеводородного (УВ) сырья, например, в республиках Северного Кавказа.

Цель работы. Проведение анализа современного состояния промышленности Северного Кавказа и перспектив дальнейшего его развития. Также, отдельно будет рассмотрена разведка и добыча нефти на территории Северной Осетии.

Экспорт нефти из России в 2017 году увеличился по сравнению с 2016 годом на 1% и достиг 256,8 млн тонн [1]. Добыча же нефти, снизилась на 0,1% по сравнению с 2016 и составила 546,8 млн тонн [2], но Россия на пределе своих возможностей. Главная причина уменьшения роста добычи – естественное сокращение базовых запасов на фоне увеличения стоимости добычи и ухудшения качества новых месторождений. В первую очередь, это отражается на базовых регионах добычи, например, на северокавказской нефтегазовой провинции, о которой дальше пойдет речь. Снизилось число введенных в эксплуатацию залежей УВ сырья, их вклад в общероссийскую добычу также снизился, что еще раз доказывает ухудшение качества новых запасов.

Что касается непосредственно Северного Кавказа – это один из старейших регионов нефте-газодобычи. На территории Чеченской Республики, Дагестана расположены старейшие месторождения, а на Кубани уже в 19 веке бурили скважины и велась добыча УВ, которая продолжается и сейчас. Но запасы сырья на много ниже, чем в былые времена, это связано с истощением традиционных запасов. Если же учитывать анализ работы [3], то по современным

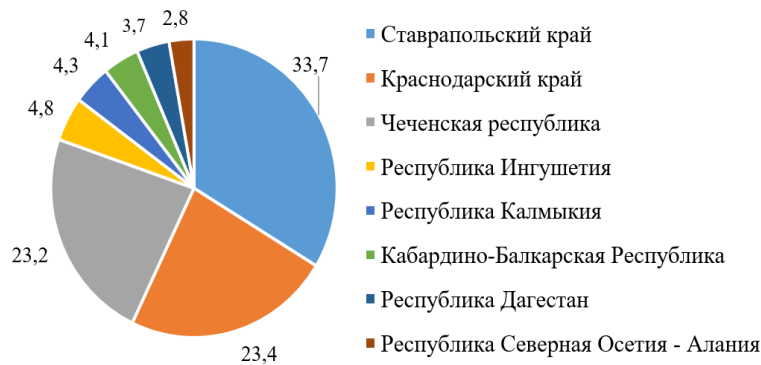


Рис. Процентное соотношение разведанных запасов нефти по регионам

оценкам, показатель освоения потенциальных ресурсов едва достиг 50%. Но, с другой стороны, не ведется достаточных мер для увеличения добычи и развития отрасли в регионе, или хотя бы, поддержания его на прежнем уровне.

Например, разведанные запасы нефти Дагестана приближаются к отметке 1 млрд тонн, а природного газа уже составляют 800 млрд кубометров [4]. Кроме того, в ходе разведки найдены месторождения сланцевой нефти хадумской свиты. Также, существует еще несколько перспективных

районов, в которых нефть обнаружена еще 20 лет назад, но до сих пор не произведена конкретная оценка запасов. Речь идет о Северной Осетии, сейчас на ее приходится порядка 2-3 % от всего количества разведанных запасов нефти Северокавказской провинции, но на ее территории имеется несколько довольно перспективных районов [5].

Процентное соотношение разведанных запасов нефти по регионам представлено на рисунке.

В проекте Энергетической стратегии РФ до 2035 года, представлены задачи развития нефтегазовой отрасли [6]. Одними из главных задач являются: во-первых, стабильная добыча нефти с газовым конденсатом на уровне 525 млн тонн в год, с обеспечением возможностей ее увеличения, во-вторых, увеличение коэффициента извлечения нефти с 28 до 40 %. Для достижения поставленных целей особую роль может сыграть, рассматриваемая нефтегазоносная провинция, для этого необходимо соблюсти ряд мер:

модернизация технологий, которые поспособствуют увеличению коэффициента извлечений УВ сырья и «вдохнут жизнь» в месторождения, находящиеся на поздней стадии развития, таковыми являются большинство залежей Северного Кавказа;

четкая и ясная стратегия развития отрасли;

налоговые льготы;

поддержка малых и средних нефтегазовых компаний, которые ведут свою деятельность на этой территории, например, Аланий – Ойл.

создание стабильности в данной сфере;

Вдобавок, хотелось бы сказать еще о социальной стороне. Известно, что уровень безработицы в СКФО составил 10,5%, из которых 56% безработных – молодые люди до 29 лет [7]. Это самый высокий показатель среди федеральных округов Российской Федерации. Решение проблем, связанных с развитием нефтегазовой отрасли, поспособствует формированию существенного количества рабочих мест, тем самым, выше представленные данные о безработице, снизятся.

Литература

1. Сайт ТАСС. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://tass.ru/ekonomika/4855275>. – Россия нарастила экспорт нефти в 2017 году на 1%. – (Дата обращения: 15.01.2018).
2. Сайт Neftegaz.ru. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://neftgaz.ru/news/view/168183-Dobycha-nefti-v-Rossii-v-2017-g-snizilas-na-0,1-a-vot-dobycha-gaza-vyrosla-pochti-na-8>. – Добыча нефти в России в 2017 г снизилась на 0,1%, а вот добыча газа выросла почти на 8%. – (Дата обращения: 15.01.2018).
3. Лебеденко, А.Г. Ресурсы нефти и газа Северо-Кавказской нефтегазоносной провинции / А.Г. Лебеденко, Н.В. Купындышева // Экономический вестник РГУ. – 2007. – Т. 5, № 3. Ч. 3. – С. 144-148.
4. Сайт Северный Кавказ. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://valery-dzutsev.livejournal.com/265357.html>. – О том, как Россия насылает Дагестан. – (Дата обращения: 15.01.2018).
5. Сайт Кавполит – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://kavpolit.com/articles/osetija_vozvrashaetsja_v_neftjanuju_igru. – Осетия возвращается в нефтяную игру. – (Дата обращения: 15.01.2018).
6. Энергетическая стратегия России на период до 2035 года: разработана во исполнение поручения Президента Российской Федерации от 6 июля 2013 г. № Пр-1471. – 98 с.
7. Сайт Кавказ. Реалии. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.kavkazr.com/a/28824215.html>. – Безработица на Северном Кавказе в цифрах. – (Дата обращения: 18.01.2018).

АНАЛИЗ СТАТИСТИЧЕСКИХ ДАННЫХ КОМПАНИИ SAUDI ARAMCO

С.Е. Калашников, Т.С. Глызина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Saudi Aramco.– национальная нефтяная компания, центр которой находится в Дахране. Компания занимается добычей, разработкой и производством сырой нефти и природного газа в осадочном бассейне в Саудовской Аравии.

Саудовская Аравия. Гавар. Компания Saudi Aramco приступила к работе на данном месторождении в 1948 году. Доказанные запасы месторождения составляют 34,6 млрд.барр.нефт.экв. Суточный дебит составляет 66100 барр.нефт.экв./день. Средняя стоимость скважин – 6,8 млн. долларов США с дебитом 300–500 б.н.э./д.

Саудовская Аравия. Сафания. Компания Saudi Aramco приступила к работе на данном месторождении в 1951. Доказанные запасы месторождения составляют 33,2 млрд.барр.нефт.экв. Суточный дебит составляет 52200 барр.нефт.экв./день. Средняя стоимость скважин – 10,75 млн. долларов США с дебитом 70–80б.н.э./д.

Саудовская Аравия. Курайс. Компания Saudi Aramco приступила к работе на данном месторождении в 1968 году в результате покупки компании ArgoOil&GasLimited. Доказанные запасы месторождения составляют 27,4 млрд.барр.нефт.экв. Суточный дебит составляет 38300 барр.нефт.экв./день. Средняя стоимость скважин – 15,2 млн. долларов США с дебитом 2000–2200 б.н.э./д.

Анализ статистических данных. Корреляция.

Формула, по которой мы производим расчет коэффициента корреляции Пирсона:

$$r_{xy} = \frac{\Sigma(x_i - \bar{x}) \times (y_i - \bar{y})}{\sqrt{\Sigma(x_i - \bar{x})^2 \times \Sigma(y_i - \bar{y})^2}}$$

Исходя из рисунка 1, коэффициент корреляции Пирсона по равен 0,92, выручка компании прямо пропорциональна уровню добычи.

Это связано с тем, что в 2015 годах наблюдалось резкое снижение цен на углеводороды.



Рис. 1 Корреляция добычи УВС и выручки от продажи

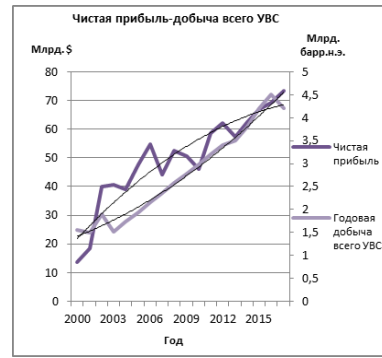


Рис. 2 Корреляция добычи всего и чистой прибыли

Исходя из рисунка 2, коэффициент корреляции Пирсона на всем рассматриваемом периоде равен 0,86, однако если рассмотреть корреляцию за период с 2015 по 2017 год, коэффициент Пирсона равна -0,17.

Таким образом, можно утверждать о наличие высокой степени связи между добычей и чистой прибылью компании, только в периоды стабильных цен на углеводороды. Частое повторение кризисных годов, когда цены на нефть и газ резко падают, вносит значительные изменения в динамику рассматриваемых показателей.

Что касается структуры доходов и расходов, то основными доходными статьями доходов от продажи УВС компании является продажа нефти, а наиболее значительными расходными статьями являются операторские услуги, плата налога на пользование недрами, динамика остается неизменной.

Для оценки связи между чистой прибылью и налогами совместили их графики на рисунке 3 и рассчитали коэффициент корреляции Пирсона, на всём рассматриваемом периоде равен 0,90, однако если рассмотреть корреляцию за период с 2000 по 2003 год, коэффициент Пирсона будет равен 0,1. Можно сделать вывод о наличие высокой степени связи между добычей и налоговыми выплатами компании, только в периоды стабильных цен на углеводороды.

Величина налога на единицу углеводородного сырья – важный показатель, по которому можно судить о налоговой нагрузке на отрасль. Величина налога на единицу продукции в рассмотренный период менялась в довольно широких пределах: от 11,8\$/барр.н.э. (в 2015 году) до 1,25 \$/барр.н.э. (в 2005 году). Это связано с косвенной привязкой налога к ценам на углеводороды.

Совместив графики между ценами на продукцию и стоимостью акций компании (рис.4), а также рассчитав коэффициент корреляции Пирсона оценка между связями будет очевидна. Коэффициент корреляции Пирсона на всем рассматриваемом периоде равен -0,81, что говорит о высокой степени связи между ценами на продукцию и стоимостью акций компании. При устойчивом же росте цен данные акции выглядят перспективным вложением, так как используемые компанией технологии, вероятно, будут очень востребованы в будущем, когда «легкой» нефти останется очень мало, так как компания в основном занимается добычей тяжелой нефти.



Рис. 3 Корреляция подоходного налога и чистой прибыли



Рис. 4 Корреляция цен на продукцию и стоимости акций

По результатам анализа была обнаружена зависимость между рядом показателей, характеризующих деятельность предприятия, по которым можно сделать следующие выводы:

- изменение цен на углеводороды оказывает сильное влияние на финансовые и производственные показатели компании: при снижении цен на продукцию происходит обесценивание активов;
- значительное обесценивание активов приводит к снижению прибыли и даже убыткам, что негативно сказывается на инвестиционной привлекательности компании – падает цена на акции;

Корреляции геологоразведочных работ с другими величинами, найденные выше не совсем точны, так как отсутствует информация за некоторые годы, например, числа пробуренных скважин в отчетах после 2010 года не

приводится, следовательно, получается выборка маленьких размеров. Но коэффициент аппроксимации в целом показал хорошие значения, что показывает достоверность данных компании.

Таким образом, компания в настоящее время испытывает рост, увеличивает добычу и разведку запасов, и изменение этой динамики в ближайшем будущем маловероятно. Возможно поглощение более мелких компаний, как вариант для обхода санкций и получения доступа к технологиям.

Литература

1. <http://www.saudiaramco.com/en/home.html>
2. <http://www.saudiaramco.com/en/home/news-media/publications/corporate-reports/2016-facts-figures.html>
3. <http://www.saudiaramco.com/content/dam/Publications/facts-and-figures/2016-Facts-and-Figures-EN.pdf>

МАТЕРИАЛЬНО ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

С.Е. Калашников, Т.С. Глызина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Важнейшим условием реализации производственного потенциала предприятия и укрепления его конкурентных позиций на рынке является рациональная организация и эффективное управление материально-техническим обеспечением (далее – МТО). Это условие может быть выполнено посредством формирования системы управления ресурсным обеспечением. Система должна быть ориентирована на обеспечение сбалансированности наличия материальных ресурсов и потребности производства в них, а также создавать условия для своевременного выполнения производственных планов, снижения себестоимости и улучшения потребительских свойств готовой продукции. Таким образом, обоснование состава и структуры элементов системы управления МТС, определение возможных направлений и реализация обоснованных мероприятий по ее совершенствованию в условиях функционирования конкретного предприятия позволяют обеспечить высокую эффективность ведения им хозяйственной деятельности и улучшение финансового состояния его активов.

Согласно результатам исследований опыта функционирования промышленных предприятий, проведенных Д.А. Тюкаевым [1], потери в системе МТС могут достигать 30 % от расходов на организацию снабженческой деятельности. В первую очередь это обусловлено недостаточной эффективностью организации и управления процессами ресурсного обеспечения. По утверждению автора, снижение этих затрат на 10 % позволит обеспечить рост прибыли предприятия на 10–20 % [1].

Таким образом, на начальном этапе поиска решения целесообразно провести теоретический и методический анализ проблемы. Существует необходимость разработки типовой модели системы управления МТС предприятия, ориентированной на усиление контроля за процессом снабжения и повышение устойчивости к изменениям во внешней среде. Это позволит повысить эффективность организации, планирования и регулирования снабженческой деятельности, своевременно улавливать возникающие проблемы и выявлять возможные пути их решения.

В соответствии с положениями системного подхода в любой вновь создаваемой или образующейся системе должны быть соблюдены и выполняться основные системные принципы. При проектировании системы управления МТС предприятия должны быть учтены следующие принципы: целостность и делимость; относительная изолированность (комплекс элементов, образующих систему, можно отделить от их окружения); идентифицируемость (каждая часть системы может быть отделена от других составляющих); множественность (каждый элемент обладает собственным поведением и состоянием). [2].

Наиболее широкое использование в процессе оптимизации МТС предприятия получили следующие экономико-математические модели:

- модель изменения запасов. В модели используется функция изменения запаса, описывающая связь между количеством товара на складе и временем поставок;
- модель производственных запасов используется в случае, если готовые товары поступают на склад с производственной линии непрерывно в течение некоторого промежутка времени с установленной скоростью;
- модель запасов, включающая штрафы. В расчетах допускается возможность существования периодов дефицита, который покрывается следующими поставками. За задержку товара налагается штраф, пропорциональный длительности задержки;
- модель точки заказа. Для бесперебойного снабжения заказ должен подаваться в момент, когда уровень запаса достаточен для удовлетворения потребности на время его выполнения. Этот уровень называется точкой заказа.

Установлено, что важной функцией управления МТС на предприятии является мониторинг состояния и оценка эффективности ресурсного обеспечения производства. Ввиду этого мной изучены методические аспекты оценки эффективности МТС.

По мнению профессора В.И. Бариленко [3], оценку эффективности МТС целесообразно проводить на основе системы обобщающих и частных показателей. Подобная оценочная система является информативной и позволяет обеспечить достоверность результатов. Обобщающие показатели (материалоотдача, удельный вес материальных затрат в себестоимости продукции, прибыль на рубль материальных затрат и пр.) позволяют получить представление в целом об уровне эффективности снабжения, о возможных резервах его повышения. Использование частных показателей (сыроемкость, металлоемкость, топливеемкость, энергоемкость и пр.) дает возможность

определить эффективность потребления отдельных видов ресурсов и выявить направления снижения материалоемкости отдельных изделий.

Заслуживает внимания подход к систематизации показателей оценки Р.Р. Загирова [4]. Автор классифицирует показатели по стратегическому и оперативному уровням управления. В качестве показателей стратегического уровня выделены: оборачиваемость запасов, величина неликвидных запасов, удельный размер поставок на одного работника снабженческого подразделения и пр. К показателям оперативного уровня отнесены следующие: исполнение плана-графика поставок материалов, коэффициент неравномерности поставок материалов, коэффициент вариации поставок и пр. Такой подход позволяет для каждого управленческого звена и его руководителя обосновать тот набор показателей, который будет обеспечивать оптимальную информационную базу для принятия обоснованных управленческих решений.

Г.В. Савицкая и Т.Б. Бердникова перемещают акцент с управленческой на производственную сферу. По оценке авторов, в качестве показателей, характеризующих уровень эффективности снабжения, должны использоваться материалоемкость (энергоёмкость, сырьёмкость и пр.) и материалотдача [5].

В процессе определения состава, порядка и принципов взаимодействия элементов системы управления МТС предприятия важным фактором является изученность детально изучены: структура отдела МТС, модель управления и связи отдела с другими подразделениями, нормативная и методическая база, цели и задачи МТС на предприятии, основные поставщики ресурсов. Для формирования представления о специфике материального обеспечения в сложившихся условиях хозяйствования, выявления имеющихся резервов повышения эффективности снабжения, а также определения проблемных направлений деятельности должен быть проведен анализ сильных и слабых сторон МТС предприятия, его возможностей и угроз со стороны ближайшего внешнего окружения. Это позволит в дальнейшем предложить и обосновать ряд мероприятий по оптимизации МТС и совершенствованию управления им на исследуемом предприятии.

В случае сохранения негативной тенденции следует отметить, что чаще они носят организационный характер и проявляются в результате недостаточной степени согласованности взаимодействия элементов системы управления МТС предприятия.

Реализация повышения эффективности системы управления МТС на предприятии позволит:

- обеспечить снижение нерационального использования топливно-энергетических ресурсов в основном производстве;
- организовать на должном уровне осуществление постоянного оперативного контроля за процессами ресурсного обеспечения и потребления. Это будет способствовать своевременной разработке и реализации соответствующих мер;
- усовершенствовать и улучшить методическое обеспечение, используемое сотрудниками отдела МТС, для своевременного получения и качественной обработки необходимой информации и подготовки соответствующей документации.

Заключение

Таким образом, следует отметить, что глубокая научная проработка вопросов организации системы управления МТС промышленного предприятия позволяют выявить возникающие организационно-экономические проблемы и выработать рациональные пути их решения.

Практическая реализация выбранной модели системы управления МТС предприятия будет способствовать повышению эффективности организации, планирования и регулирования материально-технического обеспечения предприятия, в том числе за счет обоснования средств оптимизации материальных потоков (размеров заказов и запасов), повышения степени согласованности снабжения и производства (как по срокам, так и по объемам материальных ресурсов), оперативного анализа и выработки координационных действий в системе ресурсного обеспечения и пр.

Литература

1. Гребенчиков А.А. Оптимизация материально-технического снабжения энергетической компании // *Соврем. проблемы науки и образования*. – 2007. – № 4. – С. 133–136.
2. Степанов, В. И. Материально-техническое обеспечение: учеб. пособие / – М.: Академия, 2009. – 192 с.
3. Мороз О. Е. Совершенствование организационно-экономического механизма управления материально-техническим обеспечением в строительстве: автореф. дис. канд. эконом. наук: 08.00.05 – Махачкала, 2011. – 164 с.
4. Дашкевич Е. А. О совершенствовании механизма материально-технического обеспечения предприятий Республики Беларусь // *Труды Белорусского государственного технологического университета. Экономика и управление*. – Минск, 2008. – № 1. – С. 40–44.
5. Лапицкая Л. М. Совершенствование хозяйственных связей материально-технического снабжения промышленных предприятий в современных условиях: автореф. дис. канд. экон. наук: 08.00.05. – Гомель, 2002. – 87 с.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗРАБОТКИ НЕТРАДИЦИОННОЙ НЕФТИ

А.Р. Кайтукаев, Р.Р. Булатов

Научный руководитель – доцент О.В. Пожарницкая

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. Нетрадиционная нефть, или как у нас именуется нефть из плотных пород (низкопроницаемых коллекторов) – «трудноизвлекаемая», «сланцевая нефть». Именно такая терминология сегодня чаще всего применяется для обозначения всего многообразия «нетрадиционных» источников нефти, требующих для своей добычи применения специальных технологий (многостовольные горизонтальные скважины, многостадийные разрывы, микросейсмические и микроскановые наблюдения). В эту же группу входит нефть, не мигрировавшая в вышележащие или прилегающие к нефтематеринской формации толщи, т.е. запечатанные в генерирующей толще [1].

Но почему альтернативная нефть не столь популярна в нефтяной отрасли, и пока сильно уступает в объемах добычи, обычной традиционной нефти? Проблема заключается в себестоимости добычи такой нефти, а также сам системный подход к резервуарам сланцевой нефти, как к нефтегазоперспективным объектам, является трудной задачей и находится в стадии разработки [2].

Сколько стоит сланцевая нефть? Однозначного ответа на этот вопрос нету. Такой вывод следует из исследования North American Resource Value канадской консалтинговой фирмы Rodgers Oil&Gas Consulting и подкрепляется большой гаммой различных оценок, которые встречаются в публикациях. Причина связана с тем, что себестоимость добычи и прибыльность проекта определяются большим количеством факторов: начальными извлекаемыми ресурсами, производительностью скважины, районом добычи, налогами и т.п. Например, в среднем для 15 основных плеев в США себестоимость добычи сланцевой нефти составляет \$30/барр, в Канаде – \$35/барр. С учетом налогов цена безубыточности оценивается в \$63/барр в среднем в США и \$54/барр в Канаде. Разница связана с различиями трех основных параметров, влияющих на экономические показатели: в США средняя скважина вдвое глубже, конечное извлечение нефти из скважины втрое больше, налоги выше, чем в Канаде [6]. В России, например, добыча сланцевой нефти облагается достаточно высоким налогом на добычу, из-за чего в конце 2014 года правительство решило снизить налоговую нагрузку на 5–24% в зависимости от степени выработанности месторождений нефти и ее качества. Как ранее отмечал глава «Сургутнефтегаза» Владимир Богданов, применение нулевой ставки НДС для баженовской свиты помогло бы его компании к 2030 году дополнительно добыть 195 млн т нефти. А государство дополнительно бы получило 2,5 трлн руб. дохода [7].

Методы поиска сланцевой нефти также являются очень сложными задачами и на данный момент только развиваются. Для примера возьмем несколько методов:

Технология зонального районирования, базирующаяся на методе палеотемпературного моделирования. Метод позволяет на первом этапе, по «наблюденным» температурам в скважине, рассчитать тепловой поток через поверхность осадочного чехла. На втором же этапе, зная тепловой поток, рассчитываются геотемпературы в любых заданных точках осадочной толщи в любой момент геологического времени. [3].

Методика геологического анализа, разработанная с учетом зарубежного опыта. Эта методика позволяет выделять и ранжировать перспективные районы, определять точки заложения поисковых скважин. Суть метода заключается в относительно недорогом геологическом анализе: рассматриваемые «сланцевые» формации вскрыты многочисленными скважинами и пройдены сейсмическими профилями, которые как раз и используются в анализе. Непосредственно сама методика опирается на условия наличия нефти и газа в «сланцевых» формациях [4].

Американский метод тоже достаточно интересен: при разработке сланцевых полей встречаются участки с резко увеличенными притоками, американцы их называют «Sweet Spots» – «Лакомые Кусочки», в русской терминологии – это законсервированные очаги генерации углеводородов. Данные участки ищут сейсмическими методами трехкомпонентной (ЗК) сейсморазведки, которая приблизительно в 2 раза дороже метода сейсморазведки ЗД, а также занимает очень продолжительное время [5,6].

В итоге мы видим, что методы поисков представляют из себя явно нетрадиционные методы, основанные на простых схемах, а требует гораздо больше времени, денег и более подготовленного персонала, знающих тонкие нюансы при картировании залежей сланцевой нефти.

Заключение. Помимо достаточно сложной технологии поисков запасов «нетрадиционной нефти», проблема заключается также в рентабельности этих запасов.

«Сланцевая» или нетрадиционная нефть – одно из самых приоритетных направлений нефтяной промышленности, в реалиях уменьшения запасов традиционной нефти, но оно же имеет множество негативных сторон, еще не позволяющих занять уверенное лидерство в области нефтяной промышленности.

Литература

1. Исаев В. И. и др. Районирование мегавпадин Томской области по плотности ресурсов сланцевой нефти // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016. – Т. 11. – №. 1. – С. 1.
2. Конторович А. Э., Эдер Л. В. Новая парадигма стратегии развития сырьевой базы нефтедобывающей промышленности Российской Федерации // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2015. – №. 5. – С. 8-17.
3. Исаев В. И. и др. Экспресс-районирование материнской свиты по плотности ресурсов генерированной нефти (на примере Нюрольской мегавпадины) // Известия Томского политехнического университета. – 2016. – Т. 327. – №. 3.
4. Жарков А. М. Концептуальные модели формирования и методика поисков углеводородов в наиболее значимых «сланцевых» формациях России // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2015. – Т. 10. – №. 4. – С. 10-10.

5. Carrasco J. et al. Sweet Spot Geological Techniques for Detecting Oil Field Exploration Locations //SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. – Society of Petroleum Engineers, 2015.
6. Konovalov V. et al. Potential of renewable and alternative energy sources //IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – IOP Publishing, 2015. – Т. 27. – №. 1. – С. 012068.
7. Виноградова О. Сколько стоит сланцевая нефть // Нефтегазовая вертикаль. – 2014. - №3. - www.ngv.ru/pdf_files/8623.pdf
8. Подобедова Л. Добыча сланцевой нефти в России станет выгодной в 2017 году // https://www.rbc.ru/business/20/03/2015/550ae9aa9a794789932f0dab

ФИНАНСОВЫЕ РИСКИ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА В КОНТИНЕНТАЛЬНЫХ И ШЕЛЬФОВЫХ ЗОНАХ АРКТИКИ

М. С. Кириллина

Научный руководитель – доцент О.В. Пожарницкая

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Согласно «Энергетической стратегии России на период до 2030 года» главной тенденцией для удовлетворения энергетической потребности страны и обеспечения экспорта энергоресурсов является изменение географии добычи нефти и газа на континентальные и шельфовые зона Арктики [2].

Арктика богата своими полезными ископаемыми такими, как нефть и газ. На сегодняшний день, здесь добывается $\frac{1}{10}$ часть нефти и $\frac{1}{4}$ газа из общего мирового объема.

Суммарные ресурсы нефти и газа в континентальных и шельфовых зонах Арктики превышают данные оценки Министерства энергетики Российской Федерации и составляют 342 млрд. тонн нефтяного эквивалента (рис. 1).

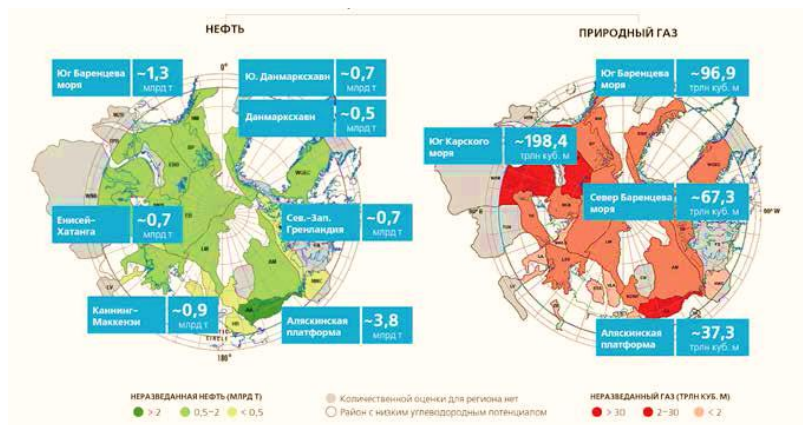


Рис. 1 Потенциал запольной Арктики

21-26 ноября 2016 года прошел форум «Дни Арктики в Москве», где Сергей Ефимович Донской, министр по природным ресурсам и экологии, сказал, что на территории Арктической зоны России неразведанный потенциал углеводородов составляет 91% на шельфе и 53% на суше. Разведанные запасы по категориям А+В+С₁+С₂ на 1 января 2016 год на российской шельфовой зоне Арктики составляют 585 млн. т нефти и 10,4 трлн. м³ газа [3].

Для освоения Арктики требуются проведение геолого-разведочных работ, использование мощной технологической базы, создание инфраструктуры, которая подразумевает собой строительство путей сообщения (водные, наземные, воздушные) и трубопроводов, и привлечение высококвалифицированных специалистов к работе в арктических условиях. Однако освоение континентальных и шельфовых зон Арктики характеризуется высокой степенью риска.

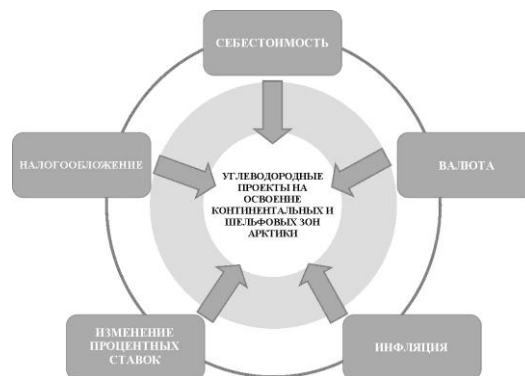


Рис. 2 Финансовые риски углеводородных проектов на освоение континентальных и шельфовых зон Арктики

Рассмотрим финансовые риски подробнее (рис. 2). Финансовые риски подразделяются на пять групп, которые связаны:

- С себестоимостью нефтедобычи и добычи газа;
- С налогообложением;
- С валютой;
- С изменением процентных ставок;
- С инфляцией.

Разработка континентальных и шельфовых зон Арктики характеризуется трудными условиями освоения. Доходность арктической нефтедобычи зависит от качества добываемой там нефти. Однако качество нефти достаточно низкое: нефть классифицируется как тяжелая. Чтобы решить эту проблему, некоторые структуры власти предлагают экспортировать продукты нефтепереработки с более высокой добавленной стоимостью. Но это потребует более значительных капитальных затрат [5]. Поэтому себестоимость нефти растет, а объемы добычи падают. Согласно словам министра энергетики Российской Федерации Александра Новак, на сегодня себестоимость нефти на территории Арктического шельфа составляет менее 50 долларов США, что является очень высокой.

Финансовые риски, связанные с добычей газа на Арктическом шельфе крайне высоки. В ситуации волатильности рынка газа арктические проекты будут крайне чувствительны к периодам спада цен на мировых рынках газа [1].

Нефтяные компании и потенциальные инвесторы в значительной мере зависят от налоговых льгот. Налоговые льготы, в свою очередь, зависят от ситуации, складывающейся с федеральным бюджетом, который на 50% формируется за счёт поступлений от добычи газа и нефтедобычи. В результате, бюджет России чрезвычайно чувствителен к динамике мировых цен на углеводородное сырьё [6].

Валютные риски связаны с экспортными операциями нефти и газа. Из-за нестабильности обменных валют к рублю, валютный риск приводит к негативному воздействию к финансовой деятельности компании, которое экспортируют углеводороды.

Крупные компании, такие как «Роснефть», являются крупными заемщиками. Из-за этого Компания зависит от финансового риска, которая связана с изменением процентной ставки. Для «Роснефти» Основным источником заимствований является международный кредитный рынок. Рост стоимости кредитов для Компании может негативно сказаться на показателях ее платежеспособности и ликвидности [2].

Темпы инфляции России существенно влияют на результат деятельности нефте- и газодобывающих компаний. В настоящий момент уровень инфляции в России за три месяца 2017 года составляет меньше 1%. В предыдущие года уровень инфляции составлял 5-13%. Эти данные привела Федеральная служба государственной статистики Росстат.

Анализируя влияние финансовых рисков при освоении и добычи углеводородов на континентальных и шельфовых зонах Арктики, пришла к выводу о необходимости инвестирования в инфраструктуру и современную технологическую базу; предоставление компаниям налоговых льгот и других субсидий; использование компаниями производных и непроизводных финансовых инструментов с целью минимизации подверженности риску колебания иностранных валют, проведение анализа изменения процентных ставок; компаниям нужно учесть влияние темпов инфляции на финансовые результаты их деятельности, включая влияние закупаемых материалов и оборудования, а также динамику изменения стоимости услуг подрядчиков.

Литература

1. Болсуновская Л.М., Болсуновская Ю.А. Влияние рисков на инвестиционный потенциал Арктического континентального шельфа Российской Федерации// Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2012. – Т. 321. № 6. – С. 44-47.
2. Годовой отчет 2015 [Электронный ресурс] // Роснефть. Москва, 2015. – 291 с. Режим доступа: https://www.rosneft.ru/docs/report/2015/reports/rus_report_2015.pdf (дата обращения: 01.12.2017).
3. Мастепанов А. М. О конкурентоспособности нефтегазовых проектов арктического шельфа в условиях низких цен на энергоресурсы [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://neftegaz.ru/analysis/view/8542-О-конкурентоспособности-нефтегазовых-проектов-арктического-шельфа-в-условиях-низких-цен-на-энергоресурсы/> (дата обращения 01.12.2017).
4. Об Энергетическая стратегия России на период до 2030 года: распоряжение Правительства РФ от 13.11.2009 N 1715-р [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/1026/> (дата обращения: 01.12.2017).
5. Толстоногов А.А. Оценка экономических рисков при разработке месторождений в Арктике// Вестник Самарского государственного технического университета серия «Экономические науки». – Самара, 2014. – №4(14). – С. 35-38.
6. Углеводородные проекты на российском Арктическом шельфе: инвестиционные риски // Greenpeace. 2012. – С. 18-21. [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://www.greenpeace.org/russia/Global/russia/report/Arctic-oil/ArcticSave_Russian_26_apr.pdf (дата обращения: 01.12.2017).

ПЕРСПЕКТИВЫ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ НА РЫНКЕ АЛМАЗОВ

А. Б. Кисленко

Научный руководитель – доцент М.Р. Цибульникова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Развитие добычи алмазов в России определяется мировыми тенденциями. Российская Федерация наряду с африканскими странами остается крупнейшим мировым производителем необработанных алмазов [2]. В 2016 году добыча природных алмазов составила 29% мирового уровня, что в физическом эквиваленте составляет 40 млн. каратов.

При этом по обработке алмазов лидируют Бельгия, США и Индия. Эти страны формируют основной объем предложения на бриллиантовом рынке. В России производится лишь 1,6% бриллиантов и 1% ювелирных изделий от общего объема мирового алмазно-бриллиантового рынка. На фоне крупнейшего в мире сектора алмазодобычи гранильное, ювелирное и инструментальное производство в России практически отсутствует [1].

Основной объем, а именно 99% всех алмазов в России добываются в Республике Саха (Якутия), есть также небольшие месторождения на территории Пермского края и Архангельской области. В России на рынке алмазов более 95 % российской добычи приходится на компанию АК «АЛРОСА» ПАО.

Компания обладает богатейшими кимберлитовыми месторождениями в России. Крупнейшими горно-обогатительными комбинатами (ГОК) по производству природных алмазов являются Мирнинский (185,5 млн. кар), Удаченский (212,4 млн. карат), Айхальский (171,3 млн. карат) и Нюрбинский (173 млн. карат) [2]. В 2016 году на долю компании приходилось 96,8% от общего производства алмазов в России. АК «АЛРОСА» ПАО, как монополист в горнодобывающем сегменте устанавливает высокие барьеры для выхода на рынок новым компаниям, за исключением разработки россыпных месторождений. Это объясняется тем, что месторождения алмазов, имеют стратегическое значение для страны.

В нынешней экономической ситуации, связанной с замедлением роста экономики, сложно прогнозировать перспективы роста производства российских алмазов. К тому же ситуация усложняется низкой стоимостью необработанных российских алмазов на мировом рынке (около 88,75 долл./кар.), падением рентабельности добычи сырья на ряде отечественных месторождений, стремлением некоторых алмазодобывающих стран развивать собственные обрабатывающие мощности. Несомненно, что по мере разрастания мирового финансового кризиса эти обстоятельства могут негативным образом сказаться на перспективах развития российской алмазно-бриллиантовой индустрии уже в ближайшие годы. Все вышесказанное обуславливает необходимость проведения глубокого и всестороннего анализа состояния, проблем и перспектив развития отечественного алмазного рынка в современных условиях международной торговли [3].

В настоящее время Российская Федерация, несмотря на некоторое снижение физических объемов добычи алмазов в период с 2009 г. по 2012 г, является мировым лидером, как по физическому объему добываемого сырья, так и по его стоимости. Вместе с тем следует обратить внимание на то, что физические объемы добычи алмазов, достигнув максимума в 2004-2007 годах, в последующем снижались до 2012 года, что обусловлено нестабильностью цен на алмазы, вызванной мировым экономическим кризисом (табл.). По данным Кимберлийского процесса и Министерства финансов Российской Федерации [5]:

Таблица

Добыча и экспорт алмазов России в 2003-2014 годах

Год	Добыча			Экспорт		
	млн. кар.	млн.долл.	кар/долл.	млн. кар.	млн.долл.	кар/долл.
2003	33	1676	50,8	н.д.	н.д.	н.д.
2004	38,9	2205,4	56,7	33,1	1324,4	40
2005	38	2531,3	66,6	37,3	1687,7	45,3
2006	38,4	2574,3	67,1	35	1745,9	49,9
2007	38,3	2625,1	68,5	28,9	2022,5	70
2008	36,9	2508,9	68	25,5	1607,1	65,7
2009	34,8	2340,6	67,4	14,7	1229,5	83,5
2010	34,9	2328,7	68,3	40,4	2781,1	68,8
2011	35,1	2674,7	76,1	32,3	3811,2	117,8
2012	34,9	2871,7	82,3	29,8	3897,7	130,7
2013	37,9	3114,4	82,8	35,4	4372	123,6
2014	38,3	3733,3	97,5	38,1	4736,8	124,3

По всем показателям 2014 год оказался рекордным для российской алмазодобывающей отрасли (рис.). В последующие годы наблюдается увеличение физических объемов добычи. За последние пять лет большая часть добываемых природных алмазов России экспортируется. Максимального значения экспорт алмазного сырья достиг в 2010г., превысив предыдущий максимальный уровень 2005г. Наиболее выгодная для страны позиция - формировать на территории России производство ювелирных изделий и изделий для высокотехнологичных отраслей с использованием драгоценных камней.

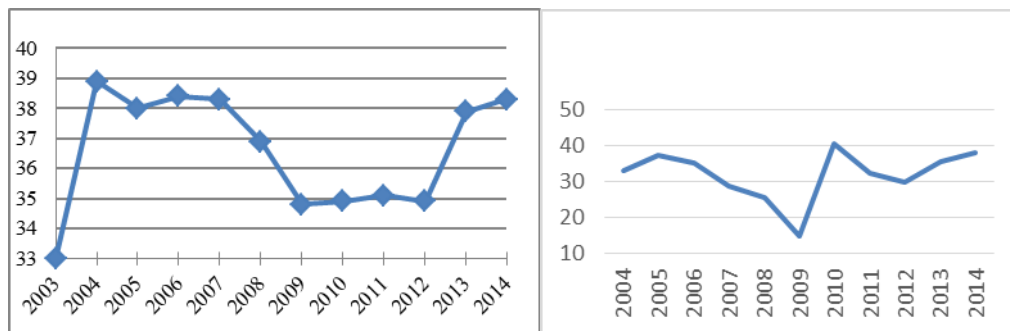


Рис. Динамика добычи и экспорта алмазов в России, млн. карат

Идея построить на базе «АЛРОСА» вертикально-интегрированную структуру, которая объединяла бы все составляющие алмазно-бриллиантового комплекса, уже предлагалась, но одобрения от высшего менеджмента алмазно-гранильного бизнеса Компании не получила. Дело в том, что структура каждого из сегментов, будь то добыча, огранка или производство ювелирных изделий проста и понятна. Специфика деятельности каждого сегмента индивидуальна. Например, огранка или производство ювелирных изделий – это высококонкурентные рынки. От участников данного производства требуется повышенное внимание на меняющуюся конъюнктуру рынка, способность их адаптироваться и принимать оперативные решения. Алмазодобывающие компании, наоборот, более консервативны, сконцентрированы на разведке, добыче и сбыте алмазного сырья. Они менее поворотливы в принятии и реализации данных решений, вдобавок к этому приверженность к диверсификационной модели требует значительных капитальных затрат, которые отражаются на себестоимости добычи алмазного сырья, тем самым влияя на его конкурентоспособность на мировом алмазном рынке.

Столкнувшись с данным вариантом развития в будущем, российские горнорудные компании будут стремиться улучшить методы обогащения низкосортных руд, используя современное оборудование [4]. Более того, они должны будут изменить процесс обогащения руд для снижения денежных и транспортных расходов путем осуществления переработки на месте или использования грузовых машин. Подземная разработка требует более надежного оборудования, которое сможет функционировать в суровых условиях, а также соответствовать строгим требованиям безопасности. Стоит отметить, что модернизация горно-шахтного оборудования станет очень важным фактором в развитии рынка, помогая оптимизировать безопасность, эффективность и производительность.

По прогнозам аналитической компании Frost&Sullivan российский алмазный рынок не лишен привлекательности, как страна с наибольшим потенциалом и богатейшими природными ресурсами [2]. Необходимость развития и модернизации сектора трудно отрицать. Прежде всего стоит начать с модернизации технической базы для горнорудных предприятий, внедрения более новой и современной техники, соответствующей мировым стандартам.

В заключение хотелось бы сказать, что Российский рынок алмазов и изменение основных показателей развития в целом неоднородна [1]. В физическом выражении такие показатели как, добыча, импорт, экспорт алмазов не обнаруживают определенной тенденции. Это объясняется устойчивостью структуры мирового алмазно-бриллиантового комплекса, когда на рынке доминируют несколько крупных участников.

Помимо того, постепенно снижается эффективность добычи российского алмазного сырья на разрабатываемых месторождениях, а новые, крупные месторождения, за редким исключением, в настоящее время не разведываются. В этих условиях стране весьма затруднительно наращивать объем добычи природного алмазного сырья на рынке.

Алмаз остается самым популярным и дорогим драгоценным камнем, спрос на который в мире повышается. В то время как стоимость других драгоценных камней полностью зависит от модных тенденций, предпочтений потребителей и непрерывно меняется. Алмаз является символом стабильности на рынке драгоценных камней. Поэтому долгосрочное развитие алмазной отрасли в России возможно при условии развития собственного алмазно-бриллиантового комплекса.

Литература

1. PR News-специализированное агентство по мониторингу СМИ и PR-анализу [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://old.prnews.ru/release_view.asp?id=A4CB4606-CB4B-4F22-B48D-9C0169444B8F, свободный. – Загл. с экрана.
2. Айвазов, С. Ю. Анализ динамики основных показателей развития алмазного рынка России // Вопросы экономики и права. – 2012. – 7. – С. 24-29.
3. Гуляев П.В., Николаев М.В., Попова Т.Н. Методика оценки влияния экономики горнодобывающей компании на бюджет региона ресурсного типа (на примере АК «АЛРОСА») // Горный журнал. 2015.
4. Николаев М.В., Иванов И.Е., Григорьева Е.Э. Влияние условий производства продукции ювелирных и алмазогранильных предприятий Республики Саха (Якутия) на структуру себестоимости // Проблемы современной экономики. 2014.
5. Data on the extraction and export of diamonds // <https://www.kimberleyprocess.com/> (дата обращения: 22.12.2017).

ОЦЕНКА СИСТЕМЫ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МЕНЕДЖМЕНТА НА ПРЕДПРИЯТИИ

ПАО «НК «РОСНЕФТЬ»

В.В. Клименко

Научный руководитель – М.Р. Цибульникова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Первые предприятия создавшие системы экологического менеджмента по принципам международного стандарта ISO 14001, появились еще в 1995 г. В России имеется аутентичный ISO 14001 национальный стандарт ГОСТ Р ИСО 14001, при этом, предприятия могут осуществлять сертификацию прямо по международному стандарту, либо по российскому аналогу.

Главным стимулом для сертификации по ГОСТ Р ИСО 14001 на российских предприятиях, в данный момент, является желание выйти на иностранный рынок и поддерживать отношения с зарубежными партнерами. Наличие сертифицированной СЭМ и положительного заключения экологического аудита является неременным условием устойчивых и развивающихся связей с иностранными партнерами. Особенно большое значение приобретает их наличие при получении инвестиций и кредитов [1].

Таким образом, можно выделить несколько основных целей, для достижения которых, компаниям необходимо внедрение систем экологического менеджмента:

- снижение негативного воздействия на окружающую среду;
- повышение экологической эффективности от деятельности компании;
- снижение количества образующихся отходов и их последующая переработка.

Для России внедрение систем экологического менеджмента особенно актуально для предприятий, занимающихся добычей полезных ископаемых. Рассмотрим систему экологического менеджмента крупнейшей нефтегазодобывающей компании России.

Открытое акционерное общество «Нефтяная компания «Роснефть» было создано Постановлением Правительства РФ № 971 от 29 сентября 1995 г. и стало правопреемником одноименного государственного предприятия. В настоящее время, Компания является крупнейшей вертикально-интегрированной нефтяной компанией в России. Добыча нефти в 2016 году составила 210 млн. тонн, газа – 67 млрд. м³, таким образом, в 2016 году Роснефть стала второй компанией в России после Газпрома по добыче газа и первой компанией по добыче нефти.

Поскольку основным акционером Компании является АО «РОСНЕФТЕГАЗ», на 100% принадлежащее государству, Роснефть считается государственной компанией, а значит, несет высокую социальную ответственность. В «НК «Роснефть» с 2006 г. внедрена и функционирует Интегрированная система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды, соответствующая международному стандарту ISO 14001:2004 «Система экологического менеджмента» и стандарту OHSAS 18001:2007 «Система менеджмента профессионального здоровья и безопасности». В 2015 г. в Компании утвержден документ «Политика Компании в области охраны окружающей среды» № ПЗ-05.02 П-01, согласно этому документу, цель Компании - достижение лидерства в сфере экологической безопасности среди нефтегазовых компаний [2].

Компания постоянно приобретает новые активы, в связи с этим в Компании действует программа «Ликвидация накопленного экологического ущерба на территории деятельности ОАО «НК «Роснефть», реализацию которой планируется осуществить в 2014 – 2020 годах с вовлечением в нее интегрированных дочерних обществ.

В совокупности, Компания формирует свою политику в области экологического менеджмента, снижая негативное влияние своих предприятий на всех этапах производственной деятельности. Об успешной реализации программ по охране окружающей среды свидетельствуют данные из годового отчета 2016 года ПАО «НК «Роснефть», представленные на диаграммах на рисунке 1 [3-5].

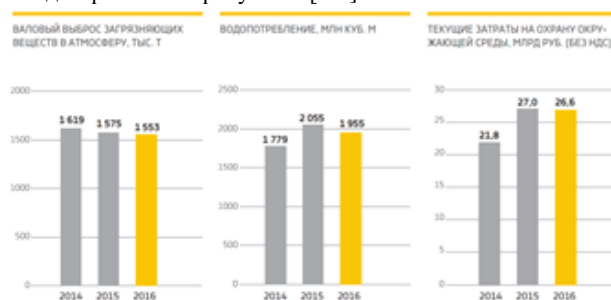


Рис. 1 Динамика водопотребления, выброса ЗВ в атмосферу и затрат на охрану окружающей среды за последние три года

Согласно диаграмме, на рисунке 1, валовый выброс загрязняющих веществ в атмосферу, за три года снизился с 1619 тыс. тонн до 1553 тыс. тонн, при этом необходимо отметить и снижение не только абсолютного значения выбросов в атмосферу, но и снижение относительных значений на миллион тонн нефтяного эквивалента добываемых углеводородов с 6,42 тыс. в 2014 году, до 5,86 в 2016 г. На рисунке 2 представлена диаграмма с изменением относительных значений по годам.

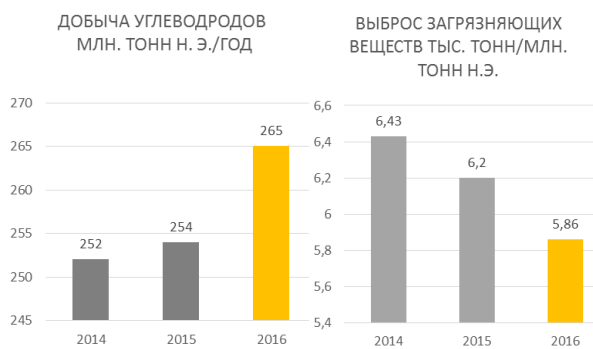


Рис. 2 Добыча углеводородов Компанией и выброс загрязняющих веществ на один миллион тонн н. э. добываемых углеводородов

ресурсосбережению, установлены выключатели, реагирующие на движение, и др. Системное внедрение принципов «Зеленого офиса» запланировано на 2017 год в рамках проведения Года экологии.

Выполняя важную социальную роль, компания ПАО «НК «Роснефть» ежегодно не только финансирует экологические программы, но и разрабатывает и внедряет новые внутренние документы, ужесточая тем самым контроль влияния деятельности компании на окружающую среду. Проникновение нефтедобывающей компании на Российский арктический шельф, заставляет компанию внедрять новые стандарты экологической безопасности, делая ПАО «НК «Роснефть» передовой компанией в области экологии.

В ПАО «НК «Роснефть» внедрены добровольные механизмы экологической ответственности, такие как:

- добровольное страхование ответственности за причинение вреда окружающей среде, действующая программа комплексного страхования ответственности, включающая в себя секцию ответственности за причинение вреда окружающей среде на 2014-2016 годы;

- независимый аудит соответствия системы управления экологического менеджмента на соответствие требованиям международного стандарта ISO 14001:2004.

В соответствии с заявленным статусом экологически ответственной Компании в офисах Обществ группы ПАО «НК «Роснефть» внедряются элементы «Зеленого офиса» - размещены плакаты по

Литература

1. Двинин Д.Ю. Развитие экологического менеджмента в России и мире // Вестник Челябинского государственного университета. – 2007. – № 6. – с. 131-135.
2. Экологическая безопасность [Электронный ресурс] ПАО НК «Роснефть» - Режим доступа: <https://www.rosneft.ru/Development/HealthSafetyandEnvironment/ecology/>.
3. Годовой отчет ПАО «НК «Роснефть» за 2016 год [Электронный ресурс] ПАО НК «Роснефть» - Режим доступа: https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_file/a_report_2016.pdf.
4. Matugina E. G. et al. Intensive use of energy resources regarding sustainable cities // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – IOP Publishing, 2015. – Т. 27. – №. 1. – С. 012071.
5. Белозерова Д.С., Матюгина Э.Г., Пожарницкая О.В. Социальная активность как форма участия компании в развитии территории присутствия (на примере предприятий цветной металлургии). Проблемы геологии и освоения недр труды XXI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 130-летию со дня рождения профессора М.И. Кучина. Национальный исследовательский Томский политехнический университет. 2017. С. 784-788

ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПЕРСПЕКТИВЫ ПОВЫШЕНИЯ УРОВНЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

Д.В. Козубов

Научный руководитель – доцент О.В. Пожарницкая

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Законы РФ и постановления Правительства не устанавливают нормы использования попутного нефтяного газа (ПНГ), они определяют платежи за расходование природных ресурсов, а также санитарную норму качества атмосферного воздуха, выраженную предельно допустимой концентрацией (ПДК) вредного вещества в окружающем воздухе, изменяемого в процессе утилизации ПНГ. Подлинный смысл этих документов таков, что при экономической нецелесообразности переработки ПНГ он может быть сожжен на факеле без пользы для народного хозяйства, однако при этом следует компенсировать расход природных ресурсов платежами в бюджеты разных уровней и обеспечить не превышение ПДК вредных веществ в приземном слое воздуха. [4]

Принятие Киотского соглашения Россией означает новую веху во взаимодействии Государства, регионов и нефтедобывающих компаний в реализации программы утилизации ПНГ. Ограничения на выброс парниковых газов установлены в протоколе к Рамочной конвенции ООН об изменении климата (РКИК). Для России сейчас действуют достаточно лояльные нормы, однако постепенно они будут все более ужесточаться. На сегодняшний день показатель соотношения выработки парниковых газов к доллару ВВП в России превышает Европейский 3,8 раза. Поэтому главный приоритет в сокращении выбросов парниковых газов – прекращение бездумного сжигания ценного сырья попутных нефтяных газов. В противном случае неисполнение предписаний обернется немалыми штрафами для РФ.

Несомненно, шаги в этом направлении предпринимаются. По итогам 2017 года доля полезного использования ПНГ вырос на 1,2% и достиг 88,2% [1], государственный норматив - 95%. Но это «средняя температура по больнице». Этот показатель поддерживается и наращивается усилиями передовых нефтедобывающих регионов. Однако, этот показатель значительно уступает нормативу на большинстве труднодоступных месторождений. По экспертному мнению, эффективные технологии подготовки и переработки

ПНГ до этих промыслов еще не дошли, или же, что скорее всего, их внедрение там экономически нецелесообразно, а поэтому – на данный момент не применимо. Низкие темпы сокращения объемов сжигания газа связаны, прежде всего, с неразвитостью технологий, которые позволяли бы эффективно его утилизировать. Большие расходы связаны с необходимостью «усушки» ПНГ, поскольку ему характерен высокий уровень влагосодержания, достигающий 100%. ПНГ насыщен тяжёлыми углеводородами, что значительно осложняет процесс его транспортировки по трубопроводным системам. Потенциальные потребители газа обычно удалены от месторождений нефти на значительные расстояния. Прокладка трубопроводов к газоперерабатывающим предприятиям связана с высокой стоимостью реализации таких проектов, в среднем \$1,5 млн/км трубопроводной магистрали. Сбор газа с таких месторождений является не рентабельным ввиду высоких капитальных вложений и эксплуатационных затрат в совокупности с низкими ценами на ПНГ в России.

Негативный вклад в увеличение процента использования ПНГ вносит устаревшая нормативная база экономического регулирования, насаждаемая со стороны государства и не учитывающая современную экономику технологических процессов. Все существующие нормативно-правовые документы и существующие законы, включая и проект нового закона «О недрах», не содержат конкретных норм и правил по использованию ПНГ. Исходя из анализа существующих законов и нормативно-правовых документов, касающихся ПНГ, можно констатировать, что в государстве (стране) отсутствует система «принуждения» к эффективному использованию ценнейшего углеводородного сырья. Величины штрафных санкций за сжигание ПНГ в России значительно уступают штрафам развитых нефтедобывающих стран мира. При этом наше государство поддерживает низкие цены на закупку ПНГ. Все это не стимулирует большинство недропользователей к полному использованию этого ценнейшего углеводородного сырья.

Однако, ситуация не безнадежна. В России и в мире накоплен достаточно большой опыт применения различных технологий и оборудования по утилизации ПНГ.

Можно выделить следующие пути реализации ПНГ на месторождениях Западной Сибири:

- Транспорт газа до компрессорных станций (КС);
- Выработка электроэнергии;
- Проект GTL (получение искусственного топлива); [3]
- Применение газотопливной технологии для авиации нефтегазодобывающих регионов;
- Производство комбинированного топлива;
- Получение бензола, присадки АРУ С7, бензина АИ-95, дизельного топлива;
- Получение сжиженного пропан-бутана технического (СПБТ);
- Получение концентрата ароматических углеводородов, бензол-толуол-ксилольной фракции;
- Производство кокса и сажи;
- Производство метанола;
- Закачка в пласт для повышения нефтеотдачи.
- Для месторождений Западной Сибири можно выделить ряд общих принципов применения ПНГ.

В ходе работы были выделены и обобщены в таблицу следующие рекомендации по использованию ПНГ с максимальным экономическим эффектом для месторождений Западной Сибири (таблица).

Таблица

Рекомендации по использованию ПНГ с максимальным экономическим эффектом для месторождений Западной Сибири

Среднегодовые объемы добычи ПНГ	Расстояние до ГПЗ, КС, КСП, ЦППН	Расстояние до потребителей ПНГ	Рекомендуемые технологии
До 10 млн. м ³	до 40 км	-	Совместный транспорт нефти и газа до КСП, ЦППН (ВИК)
	более 40 км	-	Использование ПНГ на собственные нужды: подогрев нефти, выработка энергии, газопроводы насосов
10-50 млн. м ³	более 40 км	более 40 км	Строительство газопровода, компрессорный транспорт газа, на собственные нужды без выработки электроэнергии
	более 40 км	более 40 км	Выработка электроэнергии, на собственные нужды
	более 40 км	до 40 км	Первичная переработка сухого газа. Поставка сухого газа в населенный пункт, ШФЛУ - сброс в нефтяной коллектор, использование на собственные нужды.
50-150 млн. м ³	до 50 км	-	Строительство газопровода, безкомпрессорный транспорт газа I ступени, первичная переработка газа, транспорт газа II и III ступеней, сброс ШФЛУ в нефтяной коллектор, использование на собственные нужды
	50 - 70 км	-	Компрессорный транспорт газа, использование на собственные нужды без выработки электроэнергии
	более 70 км	до 50 км	Выработка электроэнергии, первичная переработка ПНГ и транспорт сухого газа в систему "Газпром", населенный пункт. Выработка автопропана, закачка в пласт с целью повышения нефтеотдачи, химическая переработка газа
	более 70 км	более 70 км	Многофункционально использование ПНГ на собственные нужды

На основании проведенного анализа товарного рынка сжиженных углеводородных газов можно сделать вывод, что основной причиной экономической незаинтересованности в увеличении объема использования ПНГ является отсутствие развитого рынка потребителей продуктов переработки на территории Западно-Сибирского региона. Решением вопроса утилизации и одновременно рационального применения ПНГ может стать его использование при закачке в пласт. Зарубежная практика такого способа применения ПНГ показала высокую эффективность в виде увеличения коэффициента извлечения нефти (КИН) до 0,8 при среднем значении 0,5. [2]

Выводы

Увеличение штрафов за сжигание попутного газа сверх нормы будет вынуждать нефтедобывающие компании наращивать объемы эффективного использования ПНГ. При этом эксперты сходятся во мнении, что к 2020 г. целевой показатель по РФ в 95% достигнут не будет. Это объясняется специальными налоговыми режимами для новых месторождений, операторы которых просто не будут экономически замотивированы в использовании ПНГ. Также многие компании просто не успеют закончить программы по инвестированию в переработку ПНГ.

При сегодняшней системе налогообложения и текущей стоимости на попутный газ и производные продукты наиболее экономически эффективной является выработка из ПНГ: сжиженной пропан-бутановой смеси, концентрата углеводородов ароматических групп, совместная подготовка ПНГ с фракционированием нефти. Попутный нефтяной газ – ценное углеводородное сырье и его применение в малотоннажных технологиях приносит значительный экономический эффект. Например, приводит к снижению цен ЖКХ, стимулирует создание новых рабочих мест, создает новые источники дохода в бюджет территорий. При разработке и обустройстве нефтяных и газонефтяных месторождений использование ПНГ также позволяет достичь максимального экономического эффекта от извлечения нефти и газа за счет водогазового воздействия на пласт и учета в доходах предприятия выгоды от продажи целевых продуктов переработки ПНГ.

Литература

1. Нижегородов К.В. Есть, над чем работать. // Экспозиция Нефть Газ. 2017. URL: <http://runeft.ru/news/est-nad-chem-rabotat-png-2017.htm>.
2. Голдобин В.А., Назаров В.И., Казанцев А.Н. Попутный газ – добро или зло? // Нефть России. 2007. N4. URL: <http://www.oilru.com/nr/174/4022>
3. Зеников С.А. Попутный нефтяной газ: переработка и использование или утилизация. // Пронедра. 2017. URL: <https://pronedra.ru/gas/2017/03/03/pererabotka-poputnogo-nefyanogo-gaza/>
4. Андреева Н.Н., Миргородский В.Н., Левашова Л.А. Пути повышения уровня использования попутного нефтяного газа, 2016. URL: <http://www.oil-info.ru/lit/CKR/Doklad.pdf>

СПЕЦИАЛЬНЫЙ НАЛОГОВЫЙ РЕЖИМ ДЛЯ СУБЪЕКТОВ АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ РФ

С.В. Кравченко, В.В. Кучков, О.А. Антоненко

Научный руководитель – доцент В.Б. Романюк

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Для устранения проблем регионального развития арктических территорий, а также создания эффективной системы налогообложения и таможенного регулирования, соответствующей инновационному социально ориентированному типу экономического развития страны, автором предлагаются следующие концептуальные подходы:

- совершенствование налоговой, таможенной и региональной политики в их взаимосвязи для стимулирования развития экономики арктических регионов, в том числе активизации и обеспечения сбалансированного развития внешнеэкономической, инновационной и инвестиционной деятельности;
- совершенствование налогообложения и таможенно - тарифного регулирования участников внешнеэкономической деятельности.

Реализация эффективной региональной политики во многом зависит от действенного государственного регулирования. Представим реформирование в области налогообложения представим в таблице.

Таблица

Реформирование в сфере налогообложения нефтедобычи (налоговые маневры)

Этапы	Годы	Меры	Эффекты
Система «60-66-90»	2011	снижение экспортной пошлины (ЭП) на нефть; снижение ЭП на светлые нефтепродукты; увеличение ЭП на темные нефтепродукты	стимулирование и поддержание добычи на действующих месторождениях; увеличение инвестиций в глубину переработки нефти; снижение экономики экспорта темных нефтепродуктов
«Малый налоговый маневр»	2013	несущественное снижение ЭП на нефть; несущественное снижение ЭП на дизельное топливо; увеличение НДС на нефть	рост бюджетных поступлений; сохранение маржи и привлекательности разработки месторождений, а также нефтепереработки; первый этап перекладывания налоговой нагрузки с экспорта на добычу нефти

«Большой налоговый маневр»	2014	Существенное снижение ЭП на нефть в 1,8 раза Существенное снижение ЭП на светлые нефтепродукты Существенное поэтапное увеличение НДС на нефть в 1,7 раза	Компенсация бюджетных поступлений за счет поэтапного увеличения НДС в 1,7 с сохранением льгот для нефти, добываемой на шельфе. Второй этап перекалывания налоговой нагрузки с экспорта на добычу нефти. Снижение рисков субсидирования стран ТС в рамках создания ЕЭП.
----------------------------	------	--	--

Выработка и реализация взаимосвязанной государственной (бюджетной, налоговой, внешнеэкономической и региональной таможенно -тарифной) политики возможна при использовании государственных и рыночных рычагов в оптимальном сочетании, при учете интересов федеральных, региональных и коммерческих структур.

На современном этапе инструментом реализации эффективной государственной региональной политики в России может стать налоговый и таможенный механизм [1].

Меры налогового и таможенного стимулирования должны быть направлены на реализацию следующих основных государственных приоритетов регионального развития:

- стимулирование сбалансированного регионального развития и создание новых региональных центров экономического роста;
- содействие развитию регионов, имеющих особо важное геополитическое значение для страны, в том числе северных регионов арктической зоны;
- поддержка имеющегося или потенциального экспортно - ориентированного производства (приоритетных отраслей промышленности);
- стимулирование экспорта высокотехнологичных товаров и услуг;
- содействие развитию импортозамещающих производств в высоко – и средне технологичных секторах экономики;
- повышение конкурентоспособности российского экспорта (содействие развитию базовых отраслей промышленности и стимулирование экспорта обрабатывающих отраслей);
- стимулирование инвестиционной и внешнеэкономической деятельности (поддержание необходимого уровня инвестиционной привлекательности отраслей и регионов страны);
- содействие технологической модернизации российской экономики (например, за счет облегчения доступа к использованию передового иностранного оборудования и технологий);
- поддержка малого и среднего предпринимательства.

Литература

1. Пожарницкая О. В. и др. Современные тенденции развития нефтегазового комплекса. – 2015.

АНАЛИЗ ОТЕЧЕСТВЕННОГО И ЗАРУБЕЖНОГО ОПЫТА В РАЗРАБОТКЕ ИННОВАЦИОННОЙ СТРАТЕГИИ

Е.С. Кровякова, А.А. Московченко

Научный руководитель – доцент О.В.Пожарницкая

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одним из важнейших показателей инновационной активности экономики во всем мире является готовность предприятий применять инновационную стратегию в своей деятельности. Востребованность инноваций в нефтегазовой отрасли напрямую связана с необходимостью переоснащения техники, модернизации и реконструкции действующих предприятий. Статистический анализ отечественного и зарубежного опыта в 2017 году показал, что процесс реализации стратегии компании в действительности играет определяющую роль. По результатам исследования международной компании Bain [3], лишь 13% компаний [1] добились стабильного и прибыльного роста в течении десятилетия. Также анализ стратегических планов компаний показал, что более 90% нефтяных компаний не были удовлетворены итоговым результатом. Причина не тождественности желаемого и достигнутого кроется в неправильном сопоставлении первоначально установленных целей и существующего технологического состояния компании, скачек между которыми может быть преодолен за счет технологического развития.

Таким образом, к числу источников конкурентных преимуществ можно отнести инновации, которые создаются в результате деятельности научно-технических подразделений НИОКР в компании. Область научно-исследовательских работ и разработок является настоящим потенциалом, которым компания сможет воспользоваться для создания и удержания конкурентных преимуществ, а также осуществления желаемых результатов.

Однако, оценив инновационную активность в России, можно отметить ряд проблем, связанных с применением новых технологий, внедрением научно-технических разработок и результатов научных исследований. К актуальным проблемам в сфере инноваций в отечественных нефтегазовых компаниях можно отнести следующие:

Невысокий объем финансирования Научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ (НИОКР);

Использование устаревшего оборудования в нефтегазовой сфере, которое проходит медленные этапы модернизации;

СЕКЦИЯ 18. ЭКОНОМИКА МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. ГОРНОЕ ПРАВО

Низкий уровень производительности в результате более низкого технологического уровня, составляющий не более 35% от уровня производительности;

Недостаточное финансирование нефтехимии и нефтепереработки, поскольку основной объем инвестиций (около 90%) направляется на сегмент разведки и добычи.

Несмотря на заметное отставание России от зарубежных нефтегазодобывающих государств по всем основным показателям инновационной деятельности (так, инвестиции в основной капитал на 1 тонну добытой нефти в лидирующих российских компаниях ТЭК в два раза меньше, чем в зарубежных) [2], ситуация в последние годы существенно меняется. Благодаря сложившейся конкуренции не только между российскими компаниями, но и с мировыми нефтегазовыми лидерами, крупнейшие российские компании стремятся увеличить инвестиции в науку. Многие компании в своей стратегии основываются на внедрении собственных инноваций, а также уделяют внимание поиску альтернатив и имеющих наилучшие технологии.

Для того, чтобы провести анализ отечественного и зарубежного опыта в разработке инновационных стратегий важно акцентировать внимание и сказать о разном роде понимания к компонентам инновационной деятельности как таковой. Само понятие «инновационная деятельность» трактуется в РФ и за рубежом по-разному. Если в зарубежных компаниях под данным термином понимают преимущественно разработки и исследования, то в отечественной практике это понятие гораздо шире. Сюда относят не только НИОКР, но и приобретение, и освоение новых технологий [5,7].

Изучив программы инновационного развития ведущих российских нефтегазовых компаний, таких как «ЛУКОЙЛ», ПАО «Газпром нефть», «ПАО «НК Роснефть»[4], Башнефть, можно отметить, что основными целями являются: обеспечение лидирующих позиций компаний в области увеличения нефтеотдачи на зрелых месторождениях, освоение нетрадиционных и трудноизвлекаемых запасов, освоение шельфа, максимально эффективное использование и реализация добытой нефти, построения устойчивого и прибыльного международного присутствия. Так, «ПАО «НК Роснефть», которая является одной из лидеров российской нефтегазовой отрасли, для поддержания позитивной динамики добычи нефти производит плановое развитие новых проектов в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, развивает собственные компетенции и технологии.

Рассматривая зарубежный опыт развития нефтяной сферы, стоит отметить, что в стратегии нефтяных компаний уделяется много внимания активному приобретению иностранных активов, производящих и перерабатывающих нефть. Такая компания как Saudi Aramco (Саудовская Аравия) [6,7] владеет 99% всех нефтяных запасов страны, так как существенная доля внимания уделяется переработке нефти. В то время как Корейская национальная нефтяная компания KNOC в целях увеличения объемов и запасов добычи нефти приобретает иностранные активы. Это прослеживается и в таких странах как: Китай, Малайзия, Индия. В странах Персидского залива особое внимание получает нефтехимия, в частности развитие пластмассы, полиэтилена. Необходимо сказать о том, что с самого начала в стратегии развития зарубежных нефтегазовых компаний делается упор на различном технологически связанном производстве, которое объединено на финансово-экономической основе. К линейному технологическому процессу в сфере нефти и газа относятся разведывание и добыча – транспортировка – переработка нефти – нефтяная химия – сбыт нефтепродуктов. В таблице приведено сравнение организации инновационной деятельности в России и за рубежом.

Таблица

Организация инновационной деятельности в отечественных и зарубежных нефтегазовых компаниях

Наименование деятельности	Отечественные компании	Зарубежные компании
Значение инновационной деятельности	К инновациям относят НИОКР, НТУ, приобретение и введение новых технологий.	Исследования и разработки
Задачи инновационной деятельности	Незамедлительное решение возникших технологических проблем	Конкуренция с целью преимущества в области технологий
Управление инновационной деятельностью	Сравнительно недавно началось создание системы управления инновациями.	Развитая структура и система управления исследованиями и разработками охватывает все направления связанного производство.
Инновационные стратегии	Ориентированы на повышение эффективности эксплуатации месторождений, получения максимального количества нефти и газа; Стремятся к оптимизации энергоёмкости, используемой в своем производстве; Нацелены на создание новой продукции, в результате которой возможен выход на международный рынок; Сосредоточены на обновлении НПЗ;	Направлены на усовершенствование процесса переработки нефти и газа; Преследуют цель приобретения иностранных активов; Усиливают разработку нефтехимии; Усовершенствуют эффективность организации, которая состоит из сбыта и добычи; Необходимы для обеспечения энергетической безопасности (независимости) внутреннего рынка.

Нельзя не отметить тот факт, что зарубежные компании, обладающие большим финансовым потенциалом, активно появляются на Российском рынке. Отечественным нефтегазовым компаниям необходимо обеспечить управление научно-исследовательскими институтами в отрасли, продолжать внедрять новые технологии, производить технологическое обучение кадров, а также решить задачу ускоренной модернизации российских нефтеперерабатывающих заводов. Разработка и анализ инновационной стратегии нефтегазового предприятия даст возможность компании предвидеть возможные сценарии развития, ставить реальные цели и строить соответствующие планы технологического развития и развития собственного научно-технического потенциала для обеспечения устойчивого продвижения вперед в долгосрочной перспективе.

Литература

1. Выборка включала данные о компаниях из семи стран (США, Австралия, Великобритания, Франция, Германия, Италия, Япония) с доходом свыше 500 млн. долларов США за период 2016-2017 гг.
2. Габдракипова Р.И. Оценка эффективности внедрения инновационных проектов в нефтегазовых предприятиях. Экономика и управление в XXI веке: тенденции развития. 2016. – № 32. С. 245-250
3. Зук, К., Аллен, Дж. Стратегии роста компании в эпоху нестабильности.: Пер.с англ.- М. ООО «И.Вильямс», 2007.- С.29-31
4. Официальный сайт НК «Роснефть». [электронный ресурс]. URL:<http://www.rosneft.ru/>. (Дата обращения 30.11.17)
5. Проблемы долгосрочного развития нефтяной промышленности России. // Горнопромышленный портал России [Электронный ресурс]. URL:<http://www.miningexpo.ru/news/13746> (Дата обращения 01.12.17)
6. Konovalov V. et al. Potential of renewable and alternative energy sources //IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – IOP Publishing, 2015. – Т. 27. – №. 1. – С. 012068.
7. Боярко Г. Ю. и др. Горнозаводские моногорода России //Горный журнал. – 2017. – №. 1. – С. 4-10.
8. Strategy development of Saudi Aramco. [Электронный ресурс]. URL:<http://www.saudiramco.com> (Дата обращения 27.11.17)

ОСОБЕННОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КРОСС-КУЛЬТУРНОГО ПОДХОДА В МЕНЕДЖМЕНТЕ НА ПРИМЕРЕ КОМПАНИИ «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»

Л.М. Лаухин

Научный руководитель – доцент О.В. Пожарницкая

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Актуальность изучения проблем управления кросс-культурными взаимодействиями в организациях вызвана необходимостью обоснования с позиции науки транснациональных процессов, которые происходят в экономике и в бизнесе.

На сегодняшний день сфера бизнеса выходит за пределы национальных рамок, вовлекая в себя большое число людей из разных культур. В связи с этим увеличивается роль культурных отличий в организациях, возрастает их влияние на эффективность деловой деятельности многонациональных коллективов менеджеров.

«Кросс-культура» – взаимодействие представителей различных культур, которое выражается в их общении и сотрудничестве «на пересечении культур» [3].

Знание особенностей своей деловой культуры, а также особенностей культуры других этносов, национальностей, народов, цивилизаций становится чрезвычайно важным, поскольку увеличение многообразия культурного поля ведения бизнеса создает более серьезные требования к кросс-культурной компетенции менеджера.

Кросс-культурное взаимодействие может осуществляться как внутри одной компании, сотрудники которой представляют разные государства, нации и культуры, так и между двумя и более компаниями.

В условиях открытости международных рынков и глобализации данная тема приобретает особое значение, пренебрежение к которой может довольно дорого стоить для компании. В связи с этим следует выстраивать эффективные кросс-культурные отношения, которые могут стать хорошим основанием для успешного ведения бизнес-процессов в международной компании. Для подобного выстраивания необходимо осуществить анализ культуры внешней среды, основной этап которого будет заключаться в анализе национальных стереотипов поведения, присущих нации в целом и ее менеджерам, бизнесменам и специалистам в частности [1].

В качестве примера рассмотрим национальные стереотипы поведения в странах Ближнего и Среднего Востока, в которых прослеживается близость исторического и культурного развития и существенная общность религии и культуры.

Базовой чертой стереотипа стоит считать стремление бизнесмена из этого региона к созданию обстановки дружелюбности, неторопливости и доверия во всех делах. Ориентация носителей восточной культуры в большей степени направлена на сам процесс работы, а не на ее результаты. Это отличает их от европейцев и американцев и отвечает именно восточному отношению ко времени, которое для них олицетворяет бесконечность [2]. Попытки американцев загнать все дела в жесткие временные рамки программ и планов воспринимаются людьми Ближнего и Среднего Востока как неизбежное зло. Для них одним из основных моментов любого дела является создание доверия, требующее терпения и времени, которое достаточно сложно создать в условиях жестких, расписанных по датам, западным схемам менеджмента.

Люди Среднего и Ближнего Востока давно славятся тем, что являются искусными мастерами тонких и элегантных комплиментов. При этом партнеры, которым адресуются подобные комплименты, должны не только внимательно слушать и по-настоящему оценивать их, но и быть в состоянии сделать своему коллеге по бизнесу достойный ответный комплимент. Именно такой подход помогает опытным международным менеджерам замаскировать опасные с точки зрения возможного конфликта замечания и предложения в виде красивого

комплимента в адрес партнера, в середине или конце которого они и будут сформулированы. Кроме того, гораздо больше люди Среднего и Ближнего Востока ценят по достоинству скрытую силу, а не ее открытые и вызывающие формы проявления. Это обстоятельство полностью соответствует базовой черте стереотипа: уважительное стремление партнера никаким образом не проявлять скрытую силу, оберегая сформированную атмосферу дружественности и доверия, стабилизирует обстановку и укрепляет отношения [2].

Помимо этого, существуют определенные личностные черты стереотипа, которые могут создать проблемы и атмосферу взаимонепонимания. Прежде всего, это присущие людям Востока гордость и боязнь «потерять лицо». Поэтому международному менеджеру необходимо быть тактичным, терпеливым и осмотрительным в проявлении своих слов и поступков во избежание излишней эмоциональности со стороны своего партнера. К примеру, незначительный (с точки зрения европейца или американца) комментарий по отношению к детали внешнего вида восточного партнера может вызвать вполне неожиданную и непривычную (для европейца и американца) реакцию с его стороны, поскольку была задета его гордость и у него будет ощущение «потерянного лица».

Опытному международному менеджеру, осуществляя переговоры с бизнесменами Среднего и Ближнего Востока и обмениваясь с ними телефонными звонками, необходимо постоянно учитывать, что его партнеры очень восприимчивы к интонации произношения слов, но довольно часто не очень мобильны, чтобы заметить изменение направления разговора. В связи с этим международному менеджеру следует придерживаться следующих рекомендаций:

а) Необходимо по мере возможности не отклоняться от заранее обдуманного и принятого порядка ведения переговоров, общей темы беседы;

б) Следует давать возможность и время восточному партнеру для ознакомления и осознания ранее не оговоренной темы, если в этом возникает необходимость в процессе контакта, учитывая, что на это ему потребуется больше времени, чем европейцу или американцу;

в) Необходимо следить за интонацией своей речи, не допуская резкого изменения ее звучания. Следует стремиться к максимально возможной теплоте и открытости в вербальном и невербальном общении, что особенно важно, если переговоры идут через переводчика, поскольку не совсем качественный перевод может исказить позитивную суть мыслей и привести переговоры к нежеланному исходу.

Но в процессе изучения национальных стереотипов необходимо понимать, что на практике все гораздо многообразнее и сложнее. Поэтому международному менеджеру в процессе взаимодействия с представителями других культур следует проявлять такт и наблюдательность, проводить анализ техник ведения переговоров и принимать решения, исходя из конкретной ситуации.

Ярким примером применения кросс-культурного подхода в менеджменте стала компания «Газпром нефть». В 2016 г. она стала лидером российской нефтяной отрасли по росту добычи углеводородного сырья. Увеличение объема добычи составило более 8 % (до 86,2 млн. тонн н.э.).

В Ираке «Газпром нефть» участвует в разработке месторождения Бадра (доля участия – 30%) и проведении геологоразведочных работ блоков Гармиан (доля – 40%), Шакал (доля – 80%) и Халабджа (доля – 80%), которые расположены на юге иракского Курдистана. 31 мая 2014 года компания «Газпром нефть» начала добычу углеводородов на месторождении Бадра, принадлежащем провинции Вассит восточной части Ирака. Геологические запасы данного месторождения по оценкам специалистов составляют около 3 млрд. баррелей нефти. Месторождение Бадра планируется разрабатывать в течение 20 лет с возможным продлением срока действия проекта на 5 лет. В августе 2014 года на Бадре началась коммерческая отгрузка нефти, для чего в кратчайшие сроки (примерно за 3 года) была создана вся необходимая инфраструктура для добычи и транспортировки углеводородного сырья. В конце ноября 2014 года на данном месторождении было реализовано базовое условие контракта на разработку: объем сдачи углеводородного сырья в магистральный трубопровод в течение 90 дней составлял не менее 15 тыс. баррелей в сутки. Выполнение указанного условия дало возможность инвесторам начать компенсацию произведенных затрат. В 2017 году на Бадре было добыто 5 млн. тонн нефти. Gazprom Neft Badra занимается разработкой месторождения Бадра, а Gazprom Neft Trading GmbH – маркетингом углеводородного сырья на международном рынке. Обе компании представляют собой дочерние предприятия «Газпром нефти».

Главный проект, который сейчас готовится к сдаче – газовый завод. Он обеспечит полную утилизацию попутного нефтяного газа Бадры. Это важный объект – не только для месторождения с высоким газовым фактором, но и для энергетики Ирака: газ очень востребован на иракских электростанциях, которые сегодня зачастую вынуждены работать на сырой нефти, а это дорого и неэффективно. Для компании это первый газовый завод такого масштаба, к тому же реализованный в другой стране и в не самых простых условиях. Также компании «Газпром нефть» приходится считаться с немаловажной особенностью современного Ирака: его государственная система здесь только формируется. Постоянные изменения в законодательстве, новые таможенные требования, частая смена министров – поначалу все это создавало немало сложностей. Знание особенностей геологии, знакомство с местными подрядчиками, понимание менталитета людей – из этих и множества других элементов складывается тот опыт, который в дальнейшем даст возможность делать другие проекты в регионе еще лучше и эффективнее. Без сомнения, проект «Бадра» стал для компании «Газпром нефть» успешным выходом на рынок Ближнего Востока. За ним последовали проекты в иракском Курдистане. Какая страна будет следующей, покажет время.

Истинное искусство настоящего менеджера любого уровня заключается в умении принимать решения, которые касаются деятельности фирмы в коммерческой и производственно-технологической сфере, таким образом, чтобы использовать и объединить несовместимые, на первый взгляд, культурные различия двух и более культур с целью наращивания конкурентных преимуществ. Однако при этом следует учитывать взаимозависимости, которые существуют между технологической политикой фирмы и иными сторонами ее деятельности: отношениями собственности, финансовой сферой, структурной политикой, рынком рабочей силы и т. п. [1,3].

В результате пересечения разных культур может произойти как возникновение конфликтов разного масштаба, так материальное и, самое главное, культурное обогащение, что, в свою очередь, может привести к обмену и получению новых знаний и возникновению новых идей и открытий.

Литература

1. Пивоваров С. Э. и др. Международный менеджмент: Учебник для вузов.–Издательский дом «Питер», 2001 [Электронный ресурс]:< ht tp //bibliotekar. ru/biznes-40/34. ht m.
2. Сандригайло, Л. З. Международный менеджмент: учебное пособие / Сыкт. лесн. ин-т. – Сыктывкар: СЛИ, 2013. – 64 с.
3. Громцова О.В. Инновационная активность персонала. Автореферат диссертации на соискание степени кандидата эконом. наук. ТГУ., Томск, 2006. 26 с.
4. Теоретические и практические аспекты экономических наук: сборник статей Международной научно- практической конференции (10 ноября 2014 г. 2014 г., г. Уфа). – Уфа: Аэтерна, 2014. – 188 с.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ДОБЫЧИ МЕДИ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Н.А. Леднева

Научный руководитель – доцент М.Р. Цибульникова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Медь является одним из первых металлов, освоенных человеком. Она занимает второе место среди цветных металлов. В настоящее время невозможно представить нашу жизнь без меди, так как медь широко используется в электротехнике, строительстве и прочих сферах деятельности. Этот металл в природе встречается в самородном виде.

Россия занимает седьмое место в мире по добыче меди, ежегодно обеспечивая почти 4% мирового рудничного производства, но безусловным лидером по добыче запасов меди в мире является Чили, где разрабатываются медно-порфиновые месторождения. Вторым продуцентом в мире является Китай. Государственным балансом запасов полезных ископаемых Российской Федерации учтено 171 коренное месторождение меди, в том числе 100 существенно медных и 71 комплексное медьсодержащее. На 12 из них подсчитаны только забалансовые запасы. В распределенном фонде недр учитывается 112 объектов, в том числе пять с забалансовыми запасами. Не лицензировано 59 месторождений [4].

Основные месторождения медных руд в России сосредоточены на Урале, в восточной Сибири и на Северном Кавказе. К списку основных уральских месторождений, находящихся в Свердловской области, относятся – Кировоградское, Ревдинское, Дегтярское и Красноуральское. Так же добыча меди ведется в таких областях как Челябинская и Оренбургская. Самое крупное и уникальное медное месторождение России, которое расположено в Читинской области и известно под названием – Удоканское месторождение. Запас медной руды Удоканского месторождения составляет примерно 24.6 млн т, и занимает третье место в мире. Прогнозные ресурсы меди в России составляют 69 млн. тонн [3].

Более трети российских запасов меди сосредоточено в Красноярском крае в сульфидных медно-никелевых месторождениях Норильского рудного района. Месторождения Талнахское и Октябрьское не имеют аналогов в мире по количеству запасов среди объектов данного типа. Среднее содержание меди в их рудах составляет 1,11–1,62%, однако в «медистых» рудах оно возрастает до 2,58–4,54%, сплошных(богатых) – до 3,4–4,06%, а на некоторых участках достигает 9%.

Среди 200 крупнейших компаний России РАО «Норильский никель» является бесспорным лидером в сырьевом секторе и занимает 4-е место по объему прибыли, 6-е по объему продаж и 7-е по рыночной стоимости.



Рис. Добыча меди российскими компаниями в 2015 г., тыс. тонн

Компанией добыто 443,4 тыс.т. на месторождениях Норильского рудного района в Красноярском крае. Это более половины российской меди. (Рис.). У организации достаточный запас финансовой прочности, более 40%, в то время как, для сохранения финансовой устойчивости при ухудшении рыночной конъюнктуры, снижении объема продаж удельный вес запаса финансовой прочности должен составлять 25 - 30% выручки. Любое превышение критического объема обеспечивает рентабельность продаж [2]. Увеличение запаса финансовой прочности достигается за счет роста выручки от продаж, относительного снижения расходов, уменьшения затрат в расчете на 1 руб. продаж.

На РАО «ГМК «Норильский никель» опережающий рост выручки от продаж по сравнению с затратами составили: рост выручки увеличился на 17,3%; затраты возросли на 15,6% [1].

По данным компаний и Росстата, в 2016

году производство рафинированной меди в стране снизилось на 1,37 процента - до 860,1 тысячи тонн. Однако экспорт меди и медной продукции увеличился на 12,1 процента – до 702 тысяч тонн. Возрастание вывоза связано с падением спроса на внутреннем рынке. На его величину повлияло введение санкций и проблемы с национальной валютой. Это также связано с отменой летом 2014 г. 10%-ой пошлины на экспорт медных катодов. Основным направлением экспорта традиционно оставалась Европа – Нидерланды (62%) и Германия (18%); продажи также осуществлялись в Турцию (5%), Китай (4%) и прочие страны.

На сегодняшний день в России готовятся к разработке четыре крупных медных месторождения. По некоторым оценкам, в ближайшие год-два на мировых рынках возможен дефицит меди. Если проекты будут реализованы вовремя, а цены не будут падать, их владельцы смогут заработать на хорошей конъюнктуре [4]. В целом увеличение экспорта меди в другие страны не будет влиять благотворно на страну, так как причиной увеличения экспорта является снижение внутреннего потребления меди в России. В дальнейшем перспективы развития добычи меди в России связаны с развитием высокотехнологичных производств.

Литература

1. Годовой отчет "ГМК Норильский никель" // Норникель URL: https://ar2016.nornik.ru/ru/#transformational-change_assets-as-the-platform (дата обращения: 26.11.2017).
2. ГМК Норильский никель - социальный отчет // О компании URL: <http://csr2014.nornik.ru/10-page.html> (дата обращения: 26.11.2017).
3. Киселев Е.А. Государственный доклад о состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2015 году. Москва: Минерал-инфо, 2016. С. 119-131.
4. Мировые ресурсы и запасы меди в мире // Мировые ресурсы и запасы меди URL: <http://libmetal.ru/cu/cu%201.htm> (дата обращения: 02.11.2017).

ОЦЕНКА УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ ПАО "ЛУКОЙЛ"

Е.Ю. Липихина, Е.Ю. Чукарин

Научный руководитель – доцент М.Р. Цибульникова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Анализ устойчивого развития любой компании включает три основных фактора: экономический, экологический и социальный. Важнейшим фактором является устойчивое экономическое развитие, но оно должно осуществляться не в ущерб экологическим и социальным составляющим.

ПАО "ЛУКОЙЛ" – одна из крупнейших в мире вертикально интегрированных публичных нефтегазовых компаний, основными видами деятельности которой являются операции по разведке, добыче и переработке нефти и природного газа, а также реализации нефтепродуктов и нефти [1]. До 2007 года компания находилась на первом месте по объёму добычи в России ("Роснефть" заняла первое место после покупки активов "ЮКОСА"). Компания является второй после «Газпрома» по объёмам выручки в Российской Федерации (по итогам 2014 года по данным журнала "Эксперт").

Компания "ЛУКОЙЛ" осуществляет геологоразведку и добычу в 12 странах мира, имеет развитый ресурсный потенциал и прирост запасов коммерческих категорий (16,4 млрд. барр. н.э. доказанных запасов, 14,4 млрд. барр. н.э. условных ресурсов) [2]. Компания имеет более 450 разрабатываемых месторождений, добыча составила в 2016 г. 2,2 млн. барр. н.э./сут. Проведение геологоразведочных работ стабильно характеризуется высокой эффективностью. В 2016 году закончены строительством 54 поисково-разведочные скважины, успешность составила 87%. Было открыто 13 новых месторождений и 71 залежь. На рисунке 1 представлено соотношение прироста запасов и добычи углеводородов компании в период с 2012 по 2016 гг. (примечание: нет информации о приросте запасов за 2016 г. в открытых источниках).

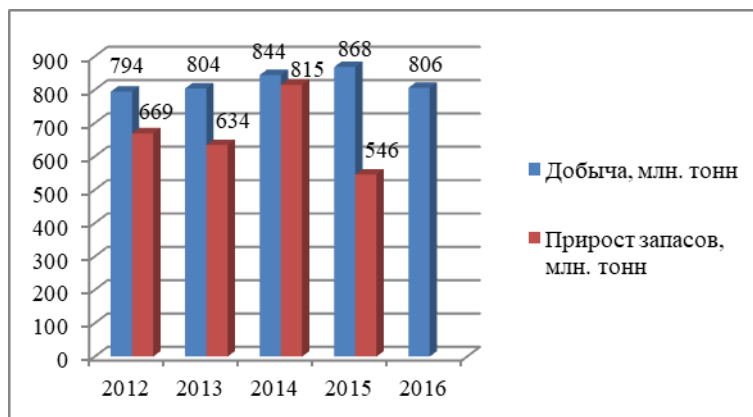


Рис. 1 Прирост запасов и добыча углеводородов ПАО "ЛУКОЙЛ" с 2012 по 2016 гг.

Нефтеперерабатывающие и нефтехимические заводы расположены в России и в четырех странах Европы вблизи от ключевых рынков сбыта. Переработкой нефти занимаются 8 нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ) (переработка 66,8 млн. т. в 2016 г.). Переработкой газа занимается 5 газоперерабатывающих заводов (мощность 7 млрд. куб. м. в год). Глубокой переработкой углеводородного сырья в сложные нефтехимические продукты занимается 5 заводов и производств в составе НПЗ (1,3 млн. т. продукции в год). Производством масел занимается 33 производственных объекта и продажа осуществляется более чем в 100 странах мира. Компания реализует продукцию через собственные оптовые и розничные сбытовые каналы, включая развитую сеть АЗС в 18 странах мира, инфраструктуру для бункеровки судов в четырех странах, авиазаправочные комплексы в аэропортах 30 городов России.

Чистая прибыль ПАО "ЛУКОЙЛ" с 2014 по 2017 года (1 квартал) снизилась с 395525 млн. руб. до 62306 млн. руб. соответственно (рисунок 2) [3]. Внешними факторами, оказавшими влияние на снижение показателя чистой прибыли, является волатильность цен на нефть и газ и валютных курсов. Но благодаря строгой финансовой дисциплине, консервативному подходу к планированию и эффективному управлению рисками во втором квартале 2017 года показатели чистой прибыли компании начали возрастать.

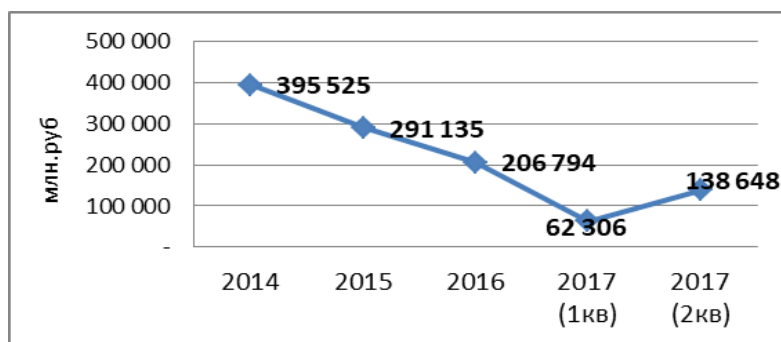


Рис.2 Чистая прибыль ПАО "ЛУКОЙЛ" 2014-2017 гг.

Рентабельность работы компании в период с 2014 по 2017 (1 квартал) также снижалась (рисунок 3), т.к. в 2015-2016 гг. наблюдался спад спроса и предложения на нефть, что повлекло спад цен в мире. Во 2 квартале 2017 года ситуация начала улучшаться, и показатели рентабельности стали возрастать.

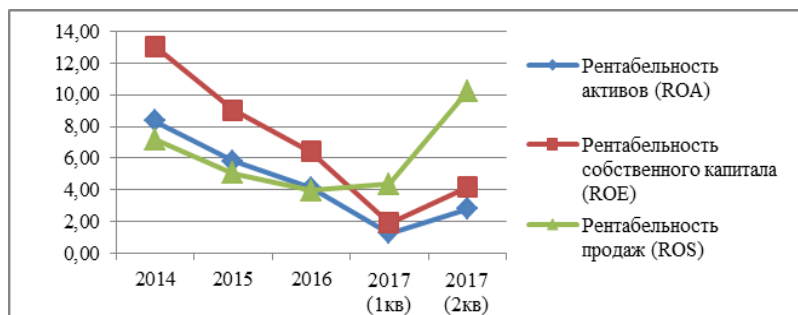


Рис. 3 Рентабельность работы ПАО "ЛУКОЙЛ"

Не смотря на дефицит свободных финансовых средств, компания проводит различные программы для минимизации воздействия их деятельности на окружающую среду [2]. Затраты, связанные с природоохранными мероприятиями в России, были увеличены на 10,6%, до 53,3 млрд. руб., из них 62% пришлось на капитальные и 38% – на операционные затраты. Итоги проводимых экологических программ на 2016 год: объем утилизации отходов производства превысил их образование; сброс загрязненных сточных вод сокращен на 52,5%; водопотребление на собственные нужды сокращено на 1,9%; объем отходов на балансе сокращен на 16,2%; площадь загрязненных земель сокращена на 36,8%; число происшествий с экологическим ущербом сократилось на 3,4%.

Компания «ЛУКОЙЛ» обладает высоким уровнем социальной ответственности, ее кадровая политика – это политика единой интегрированной компании, имеющей сильную и устойчивую корпоративную культуру, и стройную систему корпоративных ценностей. В отчетном году среднесписочная численность работников составила 105,5 тыс. человек, что на 1% меньше, чем в 2015 году. В 2016 году было продолжено внедрение централизованной системы управления Группой «ЛУКОЙЛ»: осуществлялось совершенствование системы управления, проведена глобальная реструктуризация в сегменте «Разведка и добыча» за рубежом.

В 2016 году суммарные затраты на реализацию социальных программ для работников, членов их семей и неработающих пенсионеров составили около 20 млрд. руб., на содержание социальной инфраструктуры – около 1 млрд. руб. Наиболее значимыми программами являются: охрана здоровья (7,7 млрд руб.); жилищное обеспечение (около 3 млрд. руб.); негосударственное пенсионное обеспечение работников (на конец 2016 года в долевой корпоративной пенсионной системе активно участвовало более 39 тыс. работников, их взносы за год составили 486 млн. руб.). Итоги социальных программ на 2016 год: принято участие в разработке профессиональных стандартов,

начата работа по внедрению этих стандартов; увеличено количество прошедших обучение работников до 65% от общей численности персонала; утвержден корпоративный управленческий резерв кадров на период до 2019 года; организована подготовка персонала для работы на Кандымском ГПК; организовано взаимодействие с Международной организацией труда (МОТ) на уровне правительств стран – членов МОТ.

В 2016 году затраты на благотворительность и спонсорство, а также социальные инвестиции составили более 12 млрд. рублей. Компания выделяет средства на финансирование социальных, спортивных программ, строительство и ремонт культурных объектов (Красноярский, Краснодарский, Ставропольский края, Калининградская и Ярославская области).

Несмотря на ухудшение макроэкономического окружения, благодаря использованию консервативного сценария по цене на нефть при бизнес-планировании, а также эффективному контролю над расходами и рабочим капиталом свободный денежный поток компании возрастает, что позволяет существенно повысить финансовую устойчивость. Устойчивое финансовое положение в условиях низких цен на нефть и хорошие перспективы дальнейшего развития стали ключевыми факторами для утверждения новой прогрессивной дивидендной политики. По результатам 2016 года совет директоров рекомендовал увеличить размер дивиденда на акцию до 195 руб., или на 10,2% по сравнению с уровнем 2015 года. Компания продолжила в полном объеме финансировать ключевые проекты, которые должны обеспечить рост денежного потока в будущем. Происходит развитие конкурентных преимуществ путем применения современных технологий, поиска наиболее оптимальных технических решений, контроля над расходами, создания и использования синергий в рамках вертикально интегрированной производственной цепочки. Обеспечено устойчивое развитие на базе бережного отношения к природным ресурсам и ответственного ведения бизнеса в регионах присутствия и социальной стабильности.

Литература

1. ЛУКОЙЛ нефтяная компания. Официальный сайт [Электронный ресурс]. URL: <http://www.lukoil.ru> (дата обращения: 10.11.2017)
2. ПАО "ЛУКОЙЛ". Годовой отчет 2016 [Электронный ресурс]. URL: <http://www.lukoil.ru/FileSystem/PressCenter/121348.pdf> (дата обращения: 14.11.2017)
3. ПАО "ЛУКОЙЛ". Годовой отчет 2015 [Электронный ресурс]. URL: <http://www.lukoil.ru/FileSystem/PressCenter/27392.pdf> (дата обращения: 14.11.2017)

ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ КОМПАНИИ «РОСНЕФТЬ»

С.П. Лопатина, Ж. Д. Мартыщенко

Научный руководитель – доцент М.Р. Цибульникова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Перспективы устойчивого развития направлены на реализацию стратегических целей компании, достижение которых возможно при экономическом развитии, социальной и корпоративной ответственности, соблюдении экологической и промышленной безопасности.

Нефтяная компания «Роснефть» является одной из крупнейших нефтегазовых компаний мира. Основными видами деятельности компании и ее дочерних предприятий является разведка, разработка, добыча и реализация нефти и газа, а также производство, транспортировка и реализация продуктов их переработки в Российской Федерации и за рубежом [5]. Деятельность компании охватывает все основные нефтегазоносные провинции России: Западную Сибирь, Южную и Центральную Россию, Тимано-Печору, Восточную Сибирь, Дальний Восток, шельф Арктических морей. Также реализует проекты в Казахстане, Алжире, Венесуэле и ОАЭ. Семь крупных НПЗ «Роснефти» распределены по территории России от побережья Черного моря до Дальнего Востока, сбытовая сеть страны охватывает 41 регион. Компонентами динамичного развития являются уникальная по качеству и масштабу ресурсная база, высококвалифицированные кадры и эффективная система инновационного развития. «Роснефть» является крупнейшим налогоплательщиком Российской Федерации и обеспечивает устойчивость российского бюджета.

На балансе компании находится 22,8 млрд. баррелей нефтяного эквивалента доказанных запасов, это один из лучших показателей в мире среди публичных нефтегазовых компаний. Компания имеет 12,5 млрд барр. нефтяного эквивалента (н.э.) вероятных запасов и 10,5 млрд барр. н. э. возможных запасов, которые в будущем будут являться источником восполнения доказанных запасов.

В 2016 году, ПАО «НК «Роснефть» продемонстрировало рекордные показатели производства. Общая добыча углеводородов увеличилась на 4% по сравнению с 2015 г., и составила 265 млн тонн н.э. (Рис.). Добыча газа увеличилась на 7,3% по сравнению с 2015 г., и составила 67,1 млрд м³. Обеспеченность запасами компании при текущем уровне добычи составляет 46 лет (промышленных категорий АВС1). В России компания «Роснефть» занимает первое место по переработке нефти, имея на балансе 13 крупных НПЗ (объемы переработки составляют 87,5 млн. тонн.), 3 нефтехимических и 4 газоперерабатывающих предприятия.

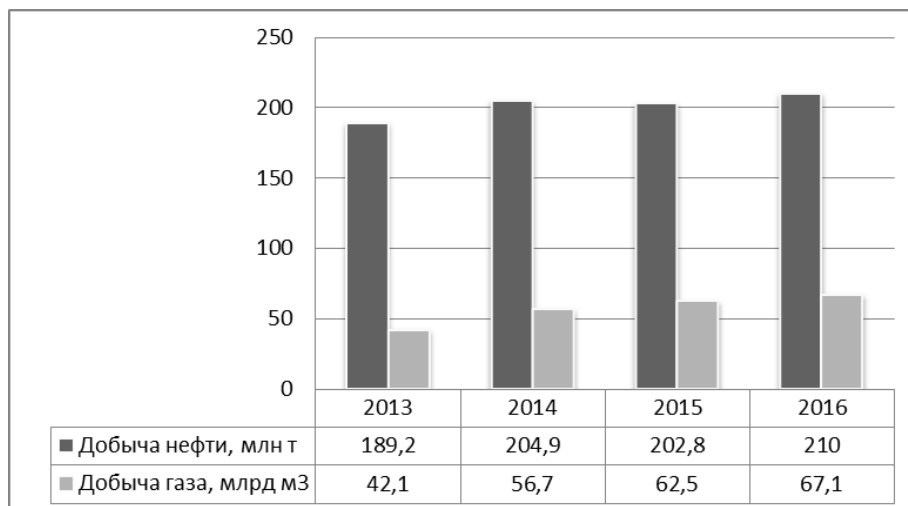


Рис. Добыча нефти и газа «Роснефть» в 2013-2016 гг.

Компания осуществляет геологоразведку во всех регионах недропользования в России. В 2016 году открыто 127 новых залежей и 13 новых месторождений с суммарными запасами в 207 млн. тонн нефтяного эквивалента. Крупнейшими открытиями 2016 г. стали Нерцетинское и Верхнеичерское месторождения. Одной из важнейших стратегических задач компании является реализация шельфовых проектов в разведке и добыче, которые окажут огромный вклад в будущем во всей нефтегазовой индустрии. В 2016 г. ПАО «НК «Роснефть» получило три лицензии на геологоразведочные работы на Гусиноземельском участке недр, расположенном на континентальном шельфе Баренцева моря, Центрально-Татарском участке недр на континентальном шельфе Японского моря и Богатинском участке недр на континентальном шельфе Охотского моря. Также продолжается реализация газовой программы ПАО «НК «Роснефть». Компания поэтапно реализует программу инновационного развития, которая включает внедрение новых технологий и модернизацию действующих производственных процессов. На внедрение инноваций в 2016 г. было затрачено 44,1 млрд рублей.

Об устойчивом финансовом положении компании позволяют судить коэффициент финансовой устойчивости и показатели ликвидности. Относительная стабильность коэффициента финансовой устойчивости (2,10) в период с 2013 по 2016 г. говорит об успешном функционировании компании. Среди показателей ликвидности, характеризующих платежеспособность предприятия, наблюдаются незначительные колебания (табл.). Что позволяет нам сделать вывод о высокой платежеспособности компании.

Таблица

Показатели ликвидности компании за 2013-2016 гг.

Коэффициенты	2013	2014	2015	2016
Коэффициент текущей ликвидности	1,05	1,05	1,32	0,83
Коэффициент абсолютной ликвидности	0,20	0,11	0,31	0,28
Коэффициент срочной ликвидности	0,56	0,44	1,17	1,36

Рациональное использование природных ресурсов и снижение негативного воздействия на окружающую среду является неотъемлемой частью корпоративной культуры компании и обеспечивает ее устойчивое развитие. В 2016 году была принята Программа для повышения экологической эффективности рассчитанная до 2025 года, которая направлена на достижение целевых показателей в области охраны окружающей среды, предусмотренных Долгосрочной программой развития компании. Также руководством компании приняты комплексные меры для повышения уровня экологической культуры. Выполнение мероприятий, направленных на обеспечение экологической безопасности (рекультивация нарушенных земель, обращение с отходами производства и потребления, очистка сточных вод и т.д.), позволило достичь установленных на 2016 год целевых значений по 90% целевых показателей в области охраны окружающей среды. Объем рекультивированных нефтезагрязненных земель составляет 13745 га. В рамках реализации программы сохранения биологического разнообразия морских экосистем на лицензионных участках ПАО «НК «Роснефть», расположенных в Арктической зоне Российской Федерации, выполнен ряд важных мероприятий. В 2016 г. на охрану окружающей среды было затрачено 73,7 млрд рублей.

В 2016 г. была продолжена реализация газовой программы ПАО «НК «Роснефть». Результатом выполнения мероприятий программы стало использование 90,0% добытого попутного нефтяного газа (ПНГ).

«НК «Роснефть» продолжает развитие системного подхода при решении социальных вопросов и управлении социальными инвестициями, способствуя снижению социальных рисков, обеспечивая долгосрочные плодотворные отношения с регионами присутствия и укрепляя репутацию социально ответственной Компании. В 2016 году расходы на социальные программы, включая инвестиции в социальную сферу регионов и благотворительность, составили более 4 млрд. рублей.

2015 год на мировых рынках наблюдался кризис, связанный с резким падением цен на углеводороды. Несмотря на нестабильную мировую экономическую и социально-политическую ситуации, «Роснефть» сохраняет стабильные показатели и имеет перспективы для развития в будущем. Результаты работы компании подтверждают правильность подхода, нацеленного на ее устойчивое развитие по всем ключевым направлениям деятельности, а также на эффективную реализацию энергетического потенциала России, обеспечение энергобезопасности и бережного отношения к природным ресурсам.

Литература

1. Антошкина А.В. Практикум по экономике предприятия нефтегазового комплекса: учебно-методическое пособие – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 98 с.
2. Банк, С.В. Система показателей комплексного анализа финансового состояния // Экономический анализ. – 2005. – №4. – С. 36–39.
3. Ефимова О.В. Анализ показателей ликвидности. // Бухгалтерский учет. - 2007 - №11.
4. Зимин Н. Е. Анализ и диагностика финансово-хозяйственной деятельности организации – М.: Колос С, 2014. – 384 с.
5. Отчет в области устойчивого развития ОАО «Роснефть», 2016. – 140 с.
6. Резников Л. Финансовое состояние и финансовая политика производственных предприятий. // РЭЖ. – 2007. - №7. – С. 28 – 37.
7. Сосненко Л.С. Анализ экономического потенциала действующего предприятия. – М.: Экономическая литература, 2007.
8. Табурчак П.П [и др.] Анализ и диагностика финансово-хозяйственной деятельности предприятия: учеб. пособие для вузов – СПб.: Химиздат, 2001. – 288 с.

ОСОБЕННОСТИ ОРГАНИЗАЦИИ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ НА НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕМ ПРЕДПРИЯТИИ НА ПРИМЕРЕ КОМПАНИИ ООО «БСК ГРАНД»

А.А. Майков, С.Д. Моисеев

Научный руководитель – доцент О.В. Пожарницкая

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Процесс добычи нефти и газа является постоянным источником возникновения аварий, а также разного рода техногенных опасностей, связанных с большой концентрацией этих полезных ископаемых. Вследствие этого могут возникнуть чрезвычайные ситуации и загрязнение окружающей среды.

Основные средства нефтяной отрасли в настоящее время имеют высокий износ и большой возраст, вследствие чего происходит увеличение числа несчастных случаев на технологических объектах и трубопроводах. Данные обстоятельства, при высокой капиталоемкости и инвестиционной инерционности комплекса, являются причиной угрозы для безопасности персонала на нефтегазодобывающих предприятиях.

Анализ безопасности в нефтяной и газовой промышленности с помощью инженерных методов для достижения технически обоснованного уровня технологических систем безопасности не был проведен до сих пор. Тем не менее, увеличение случаев аварий нефтепромысловых объектов и загрязнение окружающей среды привело к реализации на государственном уровне системы экологической безопасности, которая должна быть направлена не на сам источник, а на защиту человека и окружающей его среды. В данной формулировке, определяемой современной концепцией устойчивого развития, экологическая безопасность должна учитывать как экономические, инженерные и экологические факторы, так и правовые и социальные условия.

Всё это позволяет нам сформулировать цель данной статьи: рассмотреть особенности организации промышленной безопасности на предприятии нефтегазовой отрасли и разработать совокупность мероприятий по охране труда, окружающей среды, технике безопасности на примере нефтегазодобывающей компании ООО «БСК ГРАНД». Эта цель достигается путем решения следующих задач:

1. Выполнение анализа состояния охраны труда и промышленной безопасности компании;
2. Анализ основ регулирования процессов обеспечения охраны труда и пожарной безопасности;
3. Установка требований промышленной безопасности и охраны труда при функционировании нефтегазодобывающего производства;
4. Разработка комплекса мероприятий по технике безопасности, охране труда и окружающей среды на нефтегазодобывающем предприятии ООО «БСК ГРАНД».

На данном этапе развития отрасли достаточно актуальна проблема организации работ по повышению промышленной безопасности нефтегазодобывающего комплекса в целях профилактики аварийных ситуаций в процессе их эксплуатации.

Промышленная система безопасности – система мер, ориентированных на выполнение правил эксплуатации промышленных объектов с целью обеспечения безопасности работников нефтегазодобывающего комплекса, а также окружающих жилых районов и инфраструктур.

Компания ведет свою деятельность на 15 лицензионных участках: на Казанском, Болотном, Кондаковском, Рыбальном, Проточном, Южно-Черемшанском, Пуглалымском, Игольско-Таловом, Лугинецком, Пинджинском и Фестивальном месторождениях, Чкаловском, Рыбальном, Алешкинском, Южно-Сардаковском.

Основными организационными и техническими причинами аварий и несчастных случаев являются:

- малоэффективная организация и реализация производственного и технического контроля;
- несоблюдение технологии по производству работ;

- невыполнение требований руководств по эксплуатации при выполнении работ;
- пренебрежительное отношение работников к трудовому распорядку и дисциплине труда;
- халатное отношение к содержанию и техобслуживанию оборудования;
- использование неисправного или отработавшего свой срок эксплуатации оборудования.

Подрядные и дочерние сервисные компании недропользователей упоминаются во всех зарегистрированных случаях аварий и производственного травматизма. В связи с этим, имеет место быть вопрос повышения эффективности осуществления контроля за соблюдением требований промышленной безопасности со стороны руководящих структур, вертикально интегрированных компаний, занимающихся нефтегазодобычей, не снимая ответственности со всех этих компаний. Главное препятствие, не дающее принимать полноценные меры по уменьшению аварийности и травматизма – неполноценное уделение внимания руководителями компаний по вопросам интеграции управления промышленной безопасностью филиалов и подрядных организаций.

Результаты проверок свидетельствуют о соблюдении нефтегазодобывающими компаниями требований законодательных процедур регулирования промышленной безопасности. Выполняется регистрация в государственном реестре опасных производственных объектов и страхование ответственности за причинение вреда при их эксплуатации. Производственный контроль в дочерних обществах осуществляется в рамках внедряемых системой управления промышленной безопасностью руководящих и управляющих компаний. Оценка промышленной безопасности технических устройств производится при эксплуатации проектной документации на расширение, техническое перевооружение, консервацию и ликвидацию опасных производственных объектов.

Организовываются собственные внештатные аварийно-спасательные формирования, в числе которых состоят работники организации, а также заключаются договора с профессиональными противобандными военизированными частями (ПФВЧ). Это сделано с целью готовности к ликвидации и локализации последствий аварий на предприятиях нефтегазодобывающей отрасли. Контроль готовности этих частей к ликвидации и локализации последствий аварий не оговаривается полномочиями Ростехнадзора с 2004 г.

В период за 2013 г. нефтегазодобывающим организациям выдано 85 лицензий на право эксплуатации взрывопожароопасных производственных объектов, в 6 случаях заявителям в выдаче лицензий отказано. Производителям и поставщикам нефтегазопромышленного оборудования выдано 574 и отказано в выдаче 85 разрешений на использование технических устройств. Зарегистрировано и утверждено 815 заключений экспертизы промышленной безопасности технических устройств, проектной документации и деклараций промышленной безопасности, в 42 случаях было отказано в утверждении.

Для принятия мер по повышению промышленной безопасности Единой системы газоснабжения должны быть выполнены многочисленные увеличения распределения объема газа, ремонта сетей, компрессорных станций и трубопроводов, которые работают с 60-70 годов прошлого века.

Служба охраны труда и окружающей среды на нефтедобывающем предприятии создается с целью организации безопасного производства работ и ведения природоохранной деятельности предприятия и всех его подразделений. Она несет ответственность за обеспечение осуществления мероприятий по охране труда и окружающей среды, которые в свою очередь регламентированы соответствующими нормативными актами. В своей работе служба действует согласно принципам управления охраной окружающей среды и труда, в основе которых лежат целевой и комплексный подходы к проблеме.

Организация промышленной безопасности и природоохранной деятельности предприятия организуется с учетом охраны труда и окружающей среды на всех уровнях управления от предприятия до народного хозяйства в целом. Основная цель промышленной безопасности и природоохранной деятельности нефтегазодобывающих объединений и входящих в его состав предприятий и организаций - это уменьшение негативного воздействия производственных процессов на обслуживающий персонал и окружающую среду. Отсюда следует, что основной задачей служб по охране труда и окружающей среды является организация работ по уменьшению травматизма и негативного воздействия предприятий на окружающую среду региона [3,5].

В частности, на местах работы компании ООО «БСК ГРАНД» производится постоянный контроль за безопасностью персонала. В этом мы убедились, проходя летнюю практику в этой компании. Дважды в день супервайзер обходит всю кустовую площадку с целью обнаружения и устранения каких-либо небольших недочетов, проводит осмотр персонала на предмет наличия рабочей формы и различных средств индивидуальной защиты. Также осуществляется постоянный контроль со стороны бурового мастера путем личного посещения места работы, либо через камеры видеонаблюдения и передаче сообщений о различных обнаруженных неисправностях персоналу.

В помещениях с повышенной взрывоопасностью установлены сигнализаторы и газоанализаторы до взрывных концентраций в соответствии с «Требованиями к установке стационарных газоанализаторов и сигнализаторов в производственных помещениях предприятий нефтяной промышленности» Миннефтепрома.

Также осуществляется постоянный контроль непосредственно за самим процессом бурения со стороны супервайзера, бурового мастера и специалистов геотехнической инспекции, что также уменьшает риск аварии и, следовательно, травматизм персонала. Для работников проводятся инструктажи всех видов опасных производственных объектов: вводный, первичный, на рабочем месте, повторный, внеплановый, целевой. При нарушениях персоналом правил личной безопасности супервайзером совершается занесение данного нарушения в отчет о работе и, впоследствии, решение меры наказания какого-либо сотрудника в головном офисе.

В срок не реже раза в три года проводится аттестация руководителей и специалистов, и не менее одного раза в год – аттестация рабочих. В сфере промышленной безопасности аттестация включает в себя совокупную оценку знаний работников опасных производственных объектов нефтегазодобывающей отрасли, правил, которые связаны с их основной деятельностью, компетенцией и промышленной безопасностью. Контроль знаний в области обеспечения промышленной безопасности включает в себя оценку правил и инструкций по промышленной безопасности, а также знаний работников отдельных норм.

По нашему мнению, данная политика предприятия по отношению персонала компании, направленная на обеспечения персонала безопасностью на производстве, имеет место быть, так как она приносит определённые плоды в виде снижения производственного травматизма. Мы думаем, что для еще большего снижения травматизма на производстве требуется ввести некие поощрения за выполнение правил безопасности на предприятии.

Литература

1. Положение о порядке выдачи разрешений на применение технических устройств на опасных производственных объектах (РД 03-485-02): Постановление Госгортехнадзора России от 14.06.02 г. № 25.
2. Положение о порядке оформления декларации промышленной безопасности и перечне сведений, содержащихся в ней (РД 03-315-99): Постановление Госгортехнадзора России от 7 сентября 1999 г. № 66 (ред. от 27.10.2000г.).
3. Pogharnitskaya O. V. et al. Treatment of petroleum-contaminated water resources: modern techniques //IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – IOP Publishing, 2016. – Т. 43. – №. 1. – С. 012026.
4. Интернет сайт компании ООО «БСК ГРАНД». URL: <http://www.bscgrand.ru/>
5. Медведев В.С. Топливный комплекс России: мифы и реальность // Нефтяное хозяйство, 2001. – № 3. – С. 39
6. Туреханов Р. К. Холдинговые компании в нефтегазовом секторе. //Проблемы геологии и освоения недр. – 2013. – С. 758-760.

ПЕРСПЕКТИВЫ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ ПАО «ЧЕЛЯБИНСКИЙ ЦИНКОВОЙ ЗАВОД»

А.Г. Майер

Научный руководитель – доцент М.Р. Цибульникова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Основопологающими факторами устойчивого развития для каждого предприятия являются экономический, социальный и экологический. ПАО «Челябинский цинковый завод» (ЧЦЗ) является уникальным предприятием не только для своего региона, но и для всей страны. Лишь на этом предприятии в России производится цинк марки Special High Grade (SHG) и сплавы на его основе. На долю ПАО «ЧЦЗ» приходится более 60% внутреннего и около 1,5% мирового объема производства. Помимо цинка предприятие также производит серную кислоту, индий, кадмий.

Рентабельность предприятия напрямую зависит от качества производимого сырья. ЧЦЗ, благодаря наличию технической возможности производить высококачественный металлический цинк с чистотой основного элемента более 99.995% и сплавы на его основе в промышленных объемах, а также наличие зарегистрированного «бренда» на Лондонской бирже металлов (ЛБМ), гарантирует наличие рынка сбыта металлического цинка производства ЧЦЗ.

Качество продукции позволяет обеспечивать ресурсами большинство крупнейших металлургических предприятий России, среди которых Магнитогорский металлургический комбинат, Северсталь, Каширский завод сталей с покрытием и другие. Также предприятие активно выходит на рынок СНГ и других стран. Показатели объемов производства увеличиваются (с 166,4 тыс.т в 2013 до 174 тыс.т в 2016).

Сырьевой комплекс ЧЦЗ представлен оператором Акжальского свинцово-цинкового месторождения ТОО «Nova Цинк», расположенного в Карагандинской области республики Казахстан. Производственной программой дочернего предприятия ТОО «Nova Цинк» на 2016 год был предусмотрен выпуск металлов в концентраты: цинка - 36 500 т, свинца – 4 829 т, фактический выпуск составил: цинка - 36 718 т (101,0%); свинца – 5 677 т (118,0%). Обогажительной фабрикой за 2016 год переработано 1,6 млн. т руды. Среднее содержание цинка в цинковом концентрате по году составило – 55,06%, свинца в свинцовом концентрате – 72,69%. Выпуск концентратов за 2016 год составил: - цинкового концентрата - 66 688 т. - свинцового концентрата - 7 810 т. Объем отгрузки цинкового концентрата в адрес Компании составил 66 500 т (36 620 т цинка в концентрате). Основной объем капитальных вложений в 2016 году, был направлен: - на строительство пускового комплекса подземного рудника - 1 214 854 тыс.тенге, в т.ч. на приобретение оборудования для подземного рудника - 134 867тыс.тенге; - на приобретение горнотранспортного и обогажительного оборудования нового и взамен изношенного - 1 442 436 тыс.тенге.

Важным направлением деятельности Компании является обеспечение безопасных условий труда, а также соблюдение норм и правил промышленной безопасности опасных производственных объектов для предупреждения инцидентов (аварийных ситуаций, травм, ухудшения здоровья, профессиональных заболеваний) и достижения технически приемлемых и обоснованных уровней рисков. На ЧЦЗ работает собственная аккредитованная лаборатория санитарного и экологического мониторинга (ЛСиЭМ), которая проводит контрольные замеры на рабочих местах в структурных подразделениях в соответствии с утверждённым «Планом-графиком контроля факторов производственной среды на рабочих местах ЧЦЗ. Все работники предприятия обеспечены сертифицированной спецодеждой, обувью и другими средствами индивидуальной защиты. В 2016 г. для рабочих и специалистов завода приобретены средства индивидуальной защиты на общую сумму 28,55 млн. рублей. С целью профилактики заболеваний и уменьшения влияния вредных и опасных факторов отдельные категории работников обеспечиваются бесплатным лечебно-профилактическим питанием (ЛПП). В 2016 г. на ЛПП израсходовано 47,2 млн. рублей. Всего на охрану труда в отчётном году израсходовано 93,66 млн. руб. (выше показателя 2015г. на 1.95%).

Предприятие придерживается принципа экологической ответственности, в связи с этим завод одним из первых в Челябинске подписал Соглашение о взаимодействии с администрацией города и в непрерывном режиме предоставляет результаты замеров уровня выбросов в МУП «ГорЭкоЦентр». Развивая производство, предприятие строго следует принципу бережного отношения к окружающей среде. Система обеспечения экологической

безопасности соответствует самым строгим российским и международным требованиям. На заводе выстроена многоуровневая система экологического контроля, реализован ряд масштабных мероприятий, позволивших существенно сократить неблагоприятное воздействие деятельности предприятия на окружающую среду. С 2006 г. на предприятии внедрена и успешно функционирует система экологического менеджмента в соответствии с требованиями международного стандарта ИСО 14001-2004. Результатом постоянного улучшения стало успешное прохождение сертификационного аудита и подтверждение действия до 22 июня 2018 года сертификата Бюро Веритас Сертификейшен.

В 2016 году предприятие не превысило установленный норматив ни по одному из 58 ингредиентов; валовый выброс загрязняющих веществ от стационарных источников составил 4 173,79 тонн (абсолютная величина ниже норматива предельно-допустимых выбросов). Затраты на охрану окружающей среды в 2016 г. превысили 780 млн. руб., в том числе капитальные затраты на строительство комплекса вельц-печи №6 - 605 млн. руб. Основным назначением данного комплекса является переработка отходов металлургических производств, что имеет и экологическое значение.

Эффективность корпоративного управления ЧЦЗ - одно из важнейших условий обеспечения его стабильности. В 2016 году акционеры и менеджмент Общества уделяли значительное внимание выработке стратегических направлений развития, повышению эффективности, и дальнейшему совершенствованию корпоративного управления. Приоритетными направлениями деятельности по-прежнему остаются выполнение утвержденной производственной программы, сохранение и развитие трудового коллектива, соблюдение экологических норм и требований, развитие сырьевой базы. В отчетном году Челябинский цинковый завод в очередной раз в полном объеме выполнил те планы и задачи, которые ставил перед собой. Это касается и производственных, и финансовых показателей. Предприятие произвело 174 803 т товарного цинка, получив чистую прибыль в размере 3 965 млн рублей.

Консолидированная выручка за 2016 год достигла 30 347 млн. рублей, что на 26% больше выручки 2015 года. Основное положительное влияние на выручку оказал рост стоимости цинка на ЛБМ. За 2016 год средняя стоимость цинка на ЛБМ увеличилась на 9% по сравнению с 2015 годом, составив US\$ 2 095 за тонну. Средние котировки свинца на ЛБМ увеличились на 5% до уровня US\$ 1 872.

За 2016 год выручка ЧЦЗ выросла на 31% по сравнению с 2015 годом и составила 23 486 млн. рублей (2015 год: 17 941 млн. рублей), также с 2014 г. отмечается постоянный рост чистой прибыли (рис.) и рентабельности (табл.).



Рис. Динамика чистой прибыли

Таблица

Показатели рентабельности предприятия ЧЦЗ

Показатель	2016	2015
Валовая рентабельность, %	29%	25%
Рентабельность по EBITDA, %	23%	20%
Чистая рентабельность, %	13%	16%

Увеличение показателей обусловлено ростом цены цинка на ЛБМ, повышением среднего курса доллара США к рублю (2016 – 67,0 руб./доллар; 2015 – 61,0 руб./доллар), а также наращиванием объемов продаж цинка и сплавов на его основе на внутреннем рынке и на экспорт на 11% (2016 год: 132,3 тыс. тонн; 2015 год: 119,7 тыс. тонн) [2].

В целом, рост производства обусловлен растущей потребностью в сырье для промышленности России и других стран. При должном контроле качества, соблюдении всех норм экологической безопасности, а также оправданной социальной политике устойчивое развитие предприятия не будет под угрозой.

Литература

1. ПАО «ЧЦЗ» [Электронный ресурс]. URL: <http://www.zinc.ru/> (Дата обращения: 16.12.2017).

2. ПАО «ЧЦЗ». Годовые отчеты [Электронный ресурс]. URL: <http://www.zinc.ru/for-investors/information-disclosure/?group=1>
(Дата обращения: 16.12.2017).

СТАДИИ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ
Ц.С-Б. Нимаев

Научный руководитель – старший преподаватель Е.М. Вершкова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Для экономической оценки месторождения большое значение имеет сравнение основных экономических показателей по открытому месторождению с соответствующими показателями разрабатываемого или проектируемого к разработке месторождения. Сравнимые показатели удобно приводить в таблице. В этой же таблице целесообразно помещать главнейшие данные, явившиеся исходной базой для определения основных экономических показателей.

Материалы подобных расчетов обычно оформляются в виде специальных документов: технико-экономических расчетов (ТЭР), технико-экономических соображений (ТЭС), технико-экономических докладов (ТЭД) или технико-экономических обоснований (ТЭО) предлагаемых решений. В зависимости от выводов таких расчетов компания принимает решение о переходе к следующей стадии геологоразведочных работ, о переходе к разведке с последующим освоением месторождения или же отказывается от продолжения работ ввиду высокого риска невозврата вложений или недопустимо низкой рентабельности будущего производства.

Согласно установленным в России нормам, на стадиях оценки и разведки технико-экономические расчеты являются обязательным элементом проводимых исследований. Обычно еще до завершения полного цикла разведочных работ на основании полученных сведений по запасам и качеству нефти, распределению этих запасов в недрах и технологическим условиям по месторождению составляется Технико-экономическое обоснование разведочных (оценочных) кондиций (ТЭО кондиций). В этом документе технико-экономическими расчетами обосновываются требования к качеству отработки запасов, позволяющие разделить их на балансовые (рентабельные) и забалансовые (условно рентабельные).

Следует также отметить, что с переходом к рыночной экономике в процессе экономической оценки месторождений и проектов разработки возникает еще один важный аспект. В поисках необходимых инвестиций предприниматели часто вынуждены обращаться к банкам. Последние, стремясь к снижению рисков, требуют разработки специальных технико-экономических обоснований, подтверждающих эффективность инвестиций и получение прибылей, гарантирующих обслуживание и возврат испрашиваемых кредитов. Имеющиеся ТЭО кондиций не всегда могут служить этой цели, и требуется разработка специальных документов.

Эксплуатация месторождения обычно начинается с наиболее легкодоступных и лучших по качеству его участков, поскольку предприниматель заинтересован в получении на начальном этапе максимальной прибыли, что необходимо для расчетов за полученные для строительства кредиты. Поэтому на начальном этапе эксплуатации может оказаться целесообразным повысить требования к качеству нефти и техническим условиям отработки (кондиции) для выделения наиболее высоко-прибыльных, первоочередных для добычи.

В процессе эксплуатации месторождения, опираясь на данные эксплуатационной разведки, соответствующими технико-экономическими расчетами систематически уточняют показатели кондиций, обеспечивая управление процессом добычи с целью достижения максимального экономического эффекта с учетом локально меняющихся геологических, технических и других природных, а также колеблющихся внешних экономических факторов.

На ранних стадиях геологического изучения (поиски) такие расчеты носят сугубо приближенный характер и основываются главным образом на геологических аналогиях выявленных объектов с известными эксплуатируемыми месторождениями. На стадиях оценки эти расчеты приобретают вид специально разрабатываемых технико-экономических документов (ТЭД, ТЭС), в которых оцениваются возможные затраты и доход при эксплуатации и рассчитываются показатели рентабельности, позволяющие оценить целесообразность вложения средств в освоение объекта и степень риска при таком вложении. Наконец, на стадии разведки и далее при проектировании и эксплуатации технико-экономические расчеты приобретают перманентный характер и служат не только и даже не столько для уточнения средних показателей рентабельности, сколько для оптимизации экономики всего процесса освоения на основе дифференцированного подхода к отработке отдельных участков месторождения, отличающихся по геологическим и технологическим условиям. [1]

Экономическая оценка месторождения или проекта его освоения на любой стадии должна включать:

- расчет возможного дохода (выручки) от реализации продукции в производимом объеме;
- расчет затрат, которые необходимо сделать, чтобы организовать производство и поддерживать его на плановом уровне;
- расчет прибыли и различных выплат из нее (расчеты по кредитам, налоги, выплаты на проведение заключительных природовосстановительных мероприятий и др.);
- расчет дисконтированных денежных потоков и общепринятых экономических показателей оценки, характеризующих сравнительную прибыльность данного проекта.



Рис. Стадии геолого-экономической оценки месторождения

Литература

1. Тищенко В.Е. Организация и планирование геологоразведочных работ на нефть и газ. – М.: Недра, 1983, – 382 с.

СТРАТЕГИЯ ОСВОЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ РЕСУРСОВ В РОССИЙСКОЙ АРКТИКЕ

Ц.С-Б. Нимаев, А.Х. Вадилов, М.А. Четина, А.В. Мельников

Научный руководитель – доцент А.А. Вазим

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Согласно экспертным оценкам, Арктика является наиболее перспективным регионом РФ и может располагать более 40% современных мировых запасов нефти и газа, значительными запасами угля, цинка и серебра. Причина растущего интереса имеет заключается в том, что многие страны выражают желание осваивать богатые природные ресурсы данного региона. Арктика является одним из немногих мест на планете, ресурсы которого изначально не были поделены между странами; теперь на эти ресурсы претендуют, прежде всего, страны, имеющие выход к побережью Северного Ледовитого океана, а именно: Россия, Норвегия, Дания, Канада и Соединенные Штаты. На долю России приходится около 50% территории арктического побережья, Канады – 25%, США – 15%, и только 10% – Норвегии, Дании и Исландии.

В Арктике содержится колоссальное количество неразработанных энергоресурсов нефти и газа. По оценке Геологической службы США, запасы нефти в Арктике (как на шельфе, так и на суше) составляют 90 млрд баррелей. Природного газа в Арктике, по данным ученых, около 1550 трлн кубометров. При этом большая часть неразведанных запасов нефти залегает вблизи берегов Аляски, а почти все арктические запасы – у берегов России. Для России, арктический шельф – одно из наиболее перспективных направлений для восполнения запасов углеводородного сырья.

«Арктический шельф – крупнейший и до настоящего времени практически не использованный резерв нефтегазовой промышленности России. Среди крупнейших газовых российских месторождений – Штокмановское, Русановское Ленинградское, с запасами нефти и газа около 10 млрд. т нефтяного эквивалента (н.э.) расположенные в западной Арктике

Согласно «Энергетической стратегии России до 2020 года», Арктический шельф – одно из наиболее перспективных направлений для восполнения запасов углеводородного сырья. Первой на шельфе Арктики начала добычу «Газпром нефть»: нефть была получена в декабре 2013 года на Приразломном месторождении в Печорском море. Добыча ведётся с платформы «Приразломная» – она специально спроектирована для работы в Арктике. Платформа оснащена системой «нулевого сброса» – все отходы, в том числе буровые, вывозятся на берег или закачиваются в специальную поглощающую скважину. Платформа стоит на дне моря (глубина в районе месторождения – всего 20 метров), скважины находятся внутри основания платформы и надёжно изолированы от отгружающей среды 3-метровыми бетонными стенами, которые покрыты сверхпрочной плакированной сталью. ПАО «Газпром» занимает, по данным рейтингового агентства «Эксперт», первое место в рейтинге крупнейших

компаний России по объему реализации продукции. Это крупнейшая газовая компания мира, которая владеет самой протяженной газотранспортной системой (более 160 000 км) и является важным поставщиком газа в Европу, монополистом по экспорту газа из России. Таким образом, согласно «Энергетической стратегии России до 2020 года» РФ будет проводить освоение Крайнего Севера.

Литература

1. <http://www.interfax.ru/business/3846>
2. <http://www.gazprom.ru/about>
3. <http://government.ru/info/18359/>

ФОРМИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ СОВОКУПНОГО ДОХОДА РАБОТНИКОВ НА ПРЕДПРИЯТИИ А.В. Мельников, Т.С. Глызина, М.П. Иванова Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Стимулирование труда подразумевает формирование условий, при которых трудовая активность, которая дает определенные результаты (установленные заранее), становится достаточным и необходимым условием удовлетворения значимых потребностей сотрудника, формирования у него трудовой мотивации. В это время закладываются основы отношения к труду как ценности и формируется система ценностей собственно труда, развиваются такие качества личности, как дисциплинированность, трудолюбие, инициативность, ответственности, а также приобретаются начальные трудовые навыки [1].

Цель данного исследования заключалась в комплексном изучении формирования дохода сотрудников нефтегазовой отрасли. Согласно литературным источникам существует множество понятий и терминов по данной тематике, авторам наиболее близка интерпретация, использованная в работах Е.Ветлужских [2], где наиболее соотнесены российская и западная терминология.

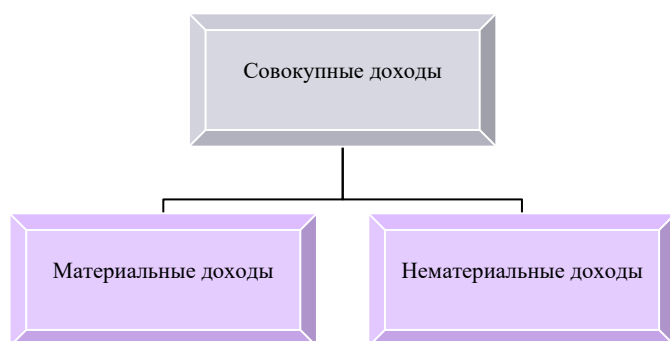


Рис. Структура совокупного дохода работников

Компенсационные выплаты – в данном случае рассматривается как вид заработной платы, характеризующаяся формой оплаты в денежной форме. Данный вид оплаты называется *Монетарной компенсационной выплатой*, структура которой состоит из *Постоянной* и *Переменной* заработной платы.

Постоянная заработная плата, т.е. оклад или ставка, которая выплачивается сотруднику за выполнение определенных работ и должностных обязанностей. Этот вид оплаты, осуществляется согласно трудовому договору и не подлежит регулярному изменению и пересмотру, а также не зависит от качества выполняемых работ на предприятии. В данном случае возможны варианты оплаты по определенной квалификации и тарифной ставке в зависимости от трудовых требований работодателя и установленных норм труда.

Переменная часть заработной платы, т.е. разовые премии, поощрения и т.д. за определенные заслуги перед работодателем. Этот вид оплаты в отличие от базовой фиксированной ставки напрямую зависит от результатов трудовой деятельности. Однако и этот вид выплат имеет временные строгие ограничения. Так, например, выплаты производятся раз в квартал, по итогам контракта или проекта и т.д.и определяется не произвольно, а из определённых финансовых резервов работодателя.

Необходимо отметить, что Компенсационные выплаты характеризуются как долгосрочные и краткосрочные. Краткосрочные компенсационные выплаты обусловлены периодом не более года. Долгосрочные компенсационные выплаты связаны с выплатами более одного года. В данном случае это распространяется на долгосрочные премиальные выплаты: акции, опционы, владение долями и т.д.

Согласно структуре, совокупные доходы выполняют различные **задачи**:

- 1) Постоянная часть заработной платы (оплата в результате должностных обязанностей).
- 2) Премияльная часть заработной платы (повышение эффективности сотрудников).
- 3) Акции (направление на стратегические цели компании).
- 4) Льготы (поддержка сотрудников).
- 5) Нематериальная мотивация (самореализация).

В результате исследования были рассмотрены основные критерии и характеристики совокупных доходов сотрудников. Поскольку система выплат является важнейшим управленческим инструментом, то синергетический

эффект возможен при наличии общей идеи и целей, объединяющих сотрудников и руководителей, которые в совокупности приведут к достижению конкурентоспособности предприятия.

Литература

1. Мазманова Б.Г. Управление оплатой труда. М.: «Финансы и статистика», 2014. - 368 с.
2. Ветлужских Е.Н. Мотивация и оплата труда. М.: «Альпина паблишер», 2011. - 150 с.

ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ДОБЫЧИ СУРЬМЫ В РОССИИ

Ю. О. Павлович

Научный руководитель – доцент М. Р Цибульникова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Сурьму называют металлом XXI века. Основное свойство сурьмы - придание огнестойкости материалам. На сегодняшний день сурьма находит широкое применение в стратегических областях промышленности, в частности военно-промышленном комплексе, при производстве, пластиков, полимерной, резинотехнической продукции, пигментов, керамики, стекла, аккумуляторных батарей.

По данным ГНПП «Аэрогеология» Министерства природных ресурсов РФ запасы составляют 6,3 млн т. Основная часть их сосредоточена в Китае (43 %), России (12 %), а также в Таджикистане, Таиланде, Боливии, ЮАР, Мексике и Киргизии (27% суммарно). Общие мировые запасы сурьмы составляют 6,3 млн т, а подтвержденные – 4,6 млн т. [1]

Мировая добыча сурьмы по итогам 2013 года составила около 145 тыс. тонн. Вторичное производство сурьмы составило 35 тыс. тонн в 2013 году. [2] Первое место по добычи занимает Китай (65%), второе Россия (7%), третье Таджикистан (5%) и четвертое Боливия (4%).

Страны Азиат и Океании является крупными потребителями сурьмы. Например, потребление Китая составило около 60 тыс. тонн в 2013 году. Также значительные объемы потребления сурьмы приходятся на Японию, страны ЕС и США. Данные представлены на рис. 1



Рис. 1 Главные потребители сурьмы [2]

В 2016 году мировой спрос на сурьму увеличился, на что указывает рост цен, что связано с увеличением производства инфракрасных детекторов и аккумуляторных батарей. Это можно объяснить с выходом китайской фирмы «Xiaomi» на мировой рынок. (рис.2)

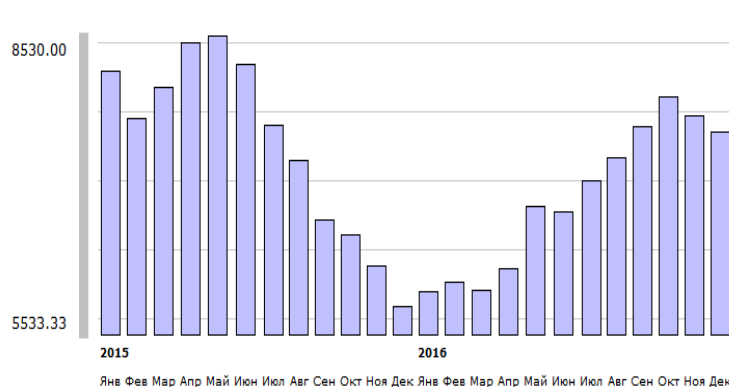


Рис. 2 Динамика изменения цен сурьмы на мировом рынке [4]

Практически все разведанные запасы сурьмы в России сконцентрированы на территории России, Республики Саха (Якутия) в рудах двух эксплуатируемых месторождений – Сарылахского и Сентачанского. Незначительная часть запасов находится в рудах Удерейского месторождения в Красноярском крае. [3]

Рассмотрим одну из крупных компаний, ОАО «Сарылах-Сурьма» (Россия). Можно заметить, что предприятие добывает сурьму как попутный элемент, основной же целью их добычи является золото, на чем в

СЕКЦИЯ 18. ЭКОНОМИКА МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. ГОРНОЕ ПРАВО

основном и построена прибыль (таблица). Стоит отметить что это дает дополнительные рабочие места для местных и иногородних жителей.

Таблица

Валовая прибыль, полученная по всем видам деятельности за 2015 год [5]

Наименование	Выручка	Себестоимость
Золото	337 292	81 748
Сурьма	1 911 274	637 798
Прочее	305 260	392 378
Итого:	2 553 826	1 111 924

Учитывая данные динамики выручки (рис. 3) можно сказать о прибыльности добычи сурьмы, а также подчеркнуть необходимость развития данной отрасли в России для устранения сложившихся проблем и увеличения качества и количества добываемого сырья.

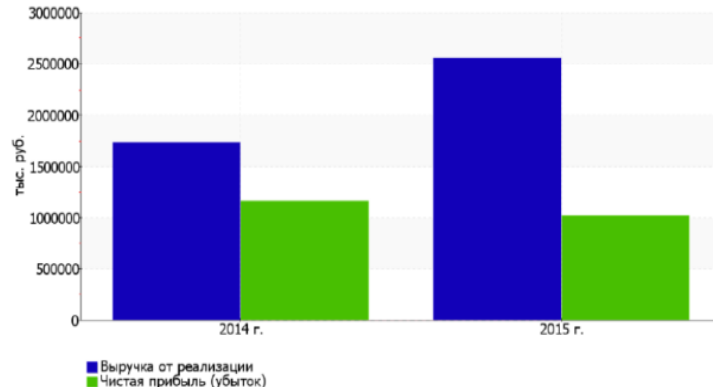


Рис. 3 Динамика выручки и чистой прибыли ОАО «Сарылах-Сурьма» [5]

Таким образом, складывается ситуация, что в России имеются значительные запасы сурьмы и технология обогащения, но большая часть добываемой сурьмы идет на экспорт, так как в стране недостаточно развиты высокотехнологичные производства. Естественно данные проблемы необходимо решать путем технической реорганизации предприятий - разрешение пополнения новых современных технических средств за счет долгосрочных и беспроцентных кредитов, привлечение инвестиций, технических средств горнодобывающих предприятий, создание компании по изготовлению конечного продукта для потребителя в России.

Литература

1. Сурьма запасы. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://studfiles.net/preview/6447694/page:18/>
2. Мировой рынок. Сурьма. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.gpmchem.ru/analytics/antimony/world/>
3. Минерально-сырьевая база России [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://geographyofrussia.com/mineralo-syrevaya-baza-rossii/>
4. Цены на Сурьму [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.infogeo.ru/metalls/worldprice/?vid=16>
5. Финансовый отчет ОАО «Сарылах-Сурьма» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docplayer.ru/43248125-Godovoy-otchet-otkrytogo-akcionernogo-obshchestva-sarylah-surma-za-2015-god.html>

ЛЕС КАК КОМПОНЕНТ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ИЛИ ЭКОСИСТЕМА

А.К. Парфинович

Научный руководитель – кандидат юридических наук, доцент Т.А. Дедкова
Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Федеральный закон «Об охране окружающей среды» раскрывая понятие «природные ресурсы» определяет, что их существует 3 вида: компоненты природной среды, природные объекты и природно-антропогенные объекты, которые используются или могут быть использованы при осуществлении хозяйственной и иной деятельности в качестве источников энергии, продуктов производства и предметов потребления и имеют потребительскую ценность. Если понимать под «Лесом» природный ресурс, то к какому именно виду «природных ресурсов» его относить? Законодатель не отвечает на данный вопрос. Природный ресурс, как «природные объекты», определяется ФЗ «Об охране окружающей среды» как естественная экологическая система, природный ландшафт и составляющие их элементы, сохранившие свои природные свойства. Таким образом, при толковании понятия «Лес» как природный объект, возникает знак равенства между лесом и экологической системой. Если законодатель определяет «Лес» в значении «природных ресурсов» и понимает под ним «компонент природной среды», то очевидно, что «Лес» не учитывается законодателем при определении таких компонентов природы, а происходит обозначение таких его составляющих элементов как «животный» и «растительный мир» [2].

В свою очередь, необходимо обратить особое внимание на подход к определению понятия «Лес», закрепляющийся в лесном законодательстве Канады и её субъектов [4]. Федеральными актами в сфере лесных правоотношений являются: Закон «О лесе» (Forestry Act), «Правила о лесоматериалах» (Timber Regulations). Данные акты не содержат прямого определения понятия «Лес», однако Глоссарий сайта Министерства природных ресурсов определяет «Лес» как экосистему, охватывающую большую территорию древесной растительности, произрастающей относительно близко друг к другу [5]. Законодательство Британской Колумбии провинции Канады - «Glossary of Forestry Terms in British Columbia» содержит в себе определение понятия «Лес». Под лесом понимается комплекс сообществ растений и животных, в котором деревья являются наиболее значимым элементом и, где плотность крон деревьев: количество и компактность листвы в верхушках деревьев - составляет, более чем 10 процентов [6]. В лесном законодательстве Провинции Саскачеван законодатель определяет понятие «Лес» через понятие «Лесные ресурсы», в значении естественной экологической системы, включающую взаимосвязанные живые и неживые организмы [3].

Таким образом, в соответствии с лесным законодательством Канады на федеральном уровне и на уровне её субъектов, прослеживается тенденция законодательного определения понятия «Лес» как экосистемы, учитывающей биологические и экологические признаки леса, так как лес представляет собой не только совокупность древесно-кустарниковой растительности, но и иную растительность (грибы, мхи и т.д.).

В лесном законодательстве Финляндии на основании перевода и анализа следующих нормативно-правовых актов: Закон «О лесе» (Metsälaki), Закон «О совместном использовании и управлении лесами» (Yhteismetsälaki), Указ Правительства Финляндии «Об устойчивом управлении и использовании лесов» (Valtioneuvoston asetus metsien kestävästä hoidosta ja käytöstä) легального определения понятия «Лес» (Metsä) нет. Но прослеживается юридическое понимание «Леса», которое рассматривается как – природный ресурс, составляющий основу экономического и социального развития Финляндии, с учётом его экологической значимости в сохранении биоразнообразия [7].

В свою очередь, в Кодексе Соединённых Штатов Америки, под термином «Лес» («forest») понимается экологическая система или совокупность экологических экосистем, в которых наряду с другими организмами преобладает древесно-кустарниковая растительность [8]. Леса оказывают воздействие на растения и животных, обитающих в лесной экосистеме, защищают почву от эрозии, улучшают качество воды, а также оказывают решающее воздействие на качество воздуха.

Таким образом, лесное законодательство ведущих мировых держав не содержит определения понятия «Лес», но существует тенденция к пониманию его в качестве экосистемы. Законодатель в Лесном кодексе РФ неоднозначно определяет «Лес» - как экологическую систему или природный ресурс». Таким образом, ст.5 Лесного кодекса РФ хотя и называется «понятие леса», однако, самого определения леса не предоставляет [1].

Необходимо признать несостоятельность такого подхода законодателя к определению понятия «Лес», и предложить учитывать экосистемный подход, который поможет исключить конфликт межотраслевого регулирования. Лес –это природный объект, представляющий собой совокупность древесно-кустарниковой и иной растительности, которая располагается на землях лесного фонда и землях иных категорий, представляет собой экосистему находящихся друг с другом в неразрывной взаимосвязи живых и неживых организмов, микроорганизмов, растительного и животного мира.

Литература

1. Лесной кодекс Российской Федерации от 04.12.2006 № 200-ФЗ (ред. от 03.07.2016) // СЗ РФ. – 2006. –№ 50. – Ст. 5278.
2. Федеральный закон от 10.01.2002 N 7-ФЗ (ред. от 31.12.2017) «Об охране окружающей среды» // СЗ РФ. – 2002. – № 52. – Ст. 133.
3. Act for Forestry of Alberta (нормативно-правовые акты в сфере лесного хозяйства провинции Саскачеван): сайт Правительства провинции Саскачеван в Канаде // [Электронный ресурс]: <http://publications.gov.sk.ca/prdtermlist.cfm?t=1167&cl=5&d=1> (дата обращения: 15.12.2017).
4. Canada's forest laws (лесные законы Канады): сайт Министерства природных ресурсов Канады // [Электронный ресурс]: <http://www.nrcan.gc.ca/forests/canada/laws/17497> (дата обращения: 25.11.2017).
5. Glossary of terms for the Government of Canada (глоссарий терминов Правительства Канады): сайт Правительства Канады // [Электронный ресурс]: <http://cfs.nrcan.gc.ca/terms/browse/F> (дата обращения: 26.12.2017).
6. Glossary of Forestry Terms in British Columbia (Глоссарий лесных терминов Британской Колумбии): сайт Правительства Британской Колумбии // [Электронный ресурс]: <https://www.for.gov.bc.ca/hfd/library/documents/glossary> (дата обращения: 14.12.2017).
7. MAA- JA METSÄTALOUSMINISTERIÖ (министерство сельского и лесного хозяйства Финляндии): сайт Правительства Финляндии // [Электронный ресурс]: <http://mmm.fi/etusivu> (Дата обращения: 27.11.2017).
8. United States Code, U.S.C. (Кодекс Соединённых Штатов Америки): сайт Службы советника по ревизии законодательства (Office of the Law Revision Counsel, LRC) при Палате представителей // [Электронный ресурс]: <http://uscode.house.gov/> (Дата обращения: 28.12.2017).

ОЦЕНКА УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ ОАО «НГК СЛАВНЕФТЬ»

А.А. Перминов., В.М. Семенов

Научный руководитель – доцент М.Р. Цибульникова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Анализ устойчивого развития любой компании включает три основных фактора: экономический, экологический и социальный. [1] Важнейшим фактором является устойчивое экономическое развитие, но оно должно осуществляться не в ущерб экологическим и социальным составляющим.

Открытое акционерное общество «Нефтегазовая компания «Славнефть» (ОАО «НГК «Славнефть») было учреждено 26 августа 1994 года на основании постановления Правительства Российской Федерации от 8 апреля 1994 года № 305. Основными учредителями «Славнефти» выступили Госкомимущество России с первоначальной долей в уставном капитале Компании 86,3% и Мингосимущество Республики Беларусь (7,2%).

На сегодняшний день уставный капитал Компании составляет 4 754 238 руб. и разделен на 4 754 238 000 обыкновенных акций номинальной стоимостью 0,1 коп. 99,7% акций «Славнефти» на паритетных началах контролируется компаниями «Роснефть» и «Газпром нефть».

В настоящее время «Славнефть» входит в десятку крупнейших нефтяных компаний России. Вертикально интегрированная структура холдинга позволяет обеспечивать полный производственный цикл: от разведки месторождений и добычи углеводородных запасов до их переработки. «Славнефть» владеет лицензиями на геологическое изучение недр и добычу нефти и газа на 33 лицензионных участках на территории Западной и Восточной Сибири.

ОАО «НГК «Славнефть» и его дочерние предприятия владеют лицензиями на поиск, разведку и добычу нефти и газа на 33 участках недр, где расположены 37 нефтегазовых месторождений, в числе которых:

в Ханты-Мансийском автономном округе - Югре – Аганское, Аригольское, Ачимовское, Ватинское, Вахское, Восточно-Охтеурское, Западно-Асомкинское, Западно-Покамасовское, Западно-Усть-Балькское, Западно-Чистинное, Ининское, Кетовское, Кысомское, Локозовское, Луговое, Максимкинское, Малочерногорское, Мегинское, Мыхпайское, Ново-Покурское, Островное, Покамасовское, Самотлорское, Северо-Ореховское, Северо-Островное, Северо-Покурское, Тайлаковское, Травяное, Узунское, Фаинское, Чистинное, Южно-Аганское, Южно-Островное, Южно-Покамасовское и Южно-Чистинное.

в Красноярском крае – Курумбинское месторождение (территориально расположено на четырех лицензионных участках: Курумбинском, Кординском, Абракупчинском и части Терско-Камовского) и северная часть Юрубчено-Тохомского месторождения (Терско-Камовский лицензионный участок).

На расположенном в Красноярском крае Подпорожном лицензионном участке с перспективными и прогнозными ресурсами нефти и газа открытых месторождений в настоящее время нет.

В 2016 году компания открыла две новых залежи углеводородов, расположенные на Ватинском и Западно-Усть-Балькском лицензионных участках в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре.

Аудит запасов углеводородного сырья ОАО «НГК «Славнефть» в 2016 году проводился компанией DeGolyer and MacNaughto

На рисунке 1 показаны остаточные извлекаемые запасы нефти с 2010 по 2015 года. Динамика остаточных запасов стабильна, но в 2014 – 2015 годах был небольшой скачок по всем категориям запасов. [2]

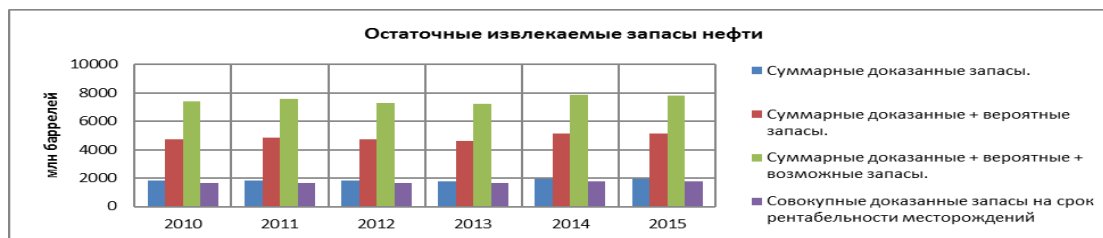


Рис. 1. Остаточные извлекаемые запасы нефти (млн баррелей) [2]

На рисунке 2 показаны запасы попутного газа с 2010 по 2015 года. Динамика запасов попутного газа не стабильна, в 2015 году зафиксирован скачок по всем категориям запасов газа и составил около 900 млрд. куб. футов. [2]

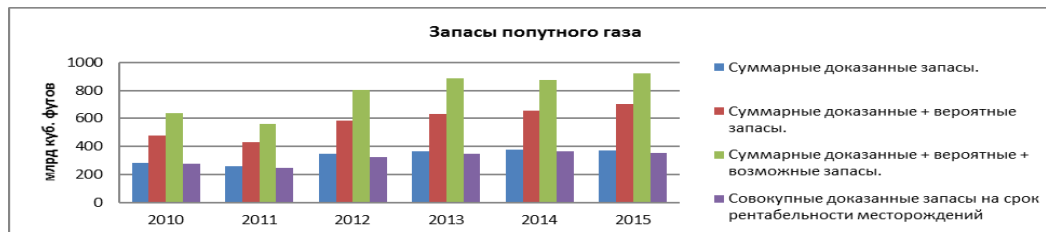


Рис.2. Запасы попутного газа (млрд куб. футов) [2]

Общества группы «Славнефть» образуют вертикально интегрированную нефтяную компанию, в состав которой входят геологоразведочные, добывающие, нефтесервисные, перерабатывающие и сбытовые предприятия. Структура холдинга позволит осуществлять полный производственный цикл – от поиска и добычи углеводородного сырья до его переработки и реализации полученных нефтепродуктов.

ОАО «НГК «Славнефть» занимает восьмое место в РФ по уровню нефтедобычи. Доля Компании в общем объеме добываемой в стране нефти составляет 2,7%. Ключевым нефтегазодобывающим предприятием холдинга является ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз». Разведка и доразведка нефтяных месторождений ОАО «НГК «Славнефть» ведутся силами входящих в состав холдинга предприятий – ООО «Мегион геология» (Западная Сибирь) и ООО «Байкитская нефтегазоразведочная экспедиция» (Красноярский край)

По полученным данным можно сделать вывод, что добыча нефти увеличилась, а именно в 2016 году до 32 млн. т. (Рис.3). В 2016 году на лицензионных участках ОАО «НГК «Славнефть» были проведены испытания 31 новой технологии в области нефтедобычи, а также за отчетный период на месторождениях компании были пробурены 262 новые скважины. [2]



Рис. 3. Динамика добычи нефти [2]

ОАО «НГК «Славнефть» в полной мере осознает свою ответственность перед обществом, нынешним и будущими поколениями граждан за сохранение благоприятной экологической обстановки на территории производственной деятельности холдинга. Бережное отношение к окружающей среде, рациональное использование природных ресурсов, защита здоровья персонала и населения в регионах присутствия относятся к числу безусловных приоритетов Компании.

Стремление обеспечить стабильное и динамичное развитие бизнеса основывается на понимании того, что экологичность производства является залогом успешности и конкурентоспособности ОАО «НГК «Славнефть». Мероприятия по охране окружающей среды ежегодно занимают важное место в инвестиционных планах Компании.

Природоохранная деятельность «Славнефти» нацелена на планомерное повышение уровня экологической и промышленной безопасности производства и минимизацию техногенной нагрузки на окружающую среду в процессе добычи и переработки углеводородного сырья. Достичь поставленной цели Компания стремится в том числе за счет:

модернизации производственных объектов, внедрения новых прогрессивных технологий, материалов и оборудования, обеспечивающих снижение негативного воздействия на окружающую среду при одновременном увеличении объемов производства; повышения качества подготовки технической документации, обязательной экспертизы всех проектов для определения оптимальных вариантов их реализации с точки зрения промышленной и экологической безопасности; постоянного экологического мониторинга промышленных объектов для получения оперативной информации о состоянии окружающей среды и степени воздействия на нее.

С целью эффективного решения указанных задач в Компании внедрена и поддерживается интегрированная система менеджмента экологического и профессионального здоровья. Особая роль отводится совершенствованию корпоративной культуры, повышению ответственности и компетенций персонала по вопросам сохранения окружающей среды, промышленной безопасности и охраны труда [3].

Ключевыми направлениями природоохранной деятельности «Славнефти» в сфере нефтедобычи являются: рациональное использование попутного нефтяного газа (ПНГ); восстановление нарушенных и загрязненных земель; повышение надежности трубопроводных систем; внедрение малоотходных технологий освоения недр; утилизация промышленных отходов [2].

Важнейшим направлением деятельности Компании в сфере ОТ и ПБ является повышение надежности технологических сооружений и оборудования, эксплуатируемых в процессе производства. Совершенствование систем управления технологическими процессами, постоянный мониторинг технического состояния производственных объектов, своевременный ремонт и замена оборудования, внедрение стандартов и процедур, предъявляющих высокие требования к безопасности производства, позволяют «Славнефти» не допускать аварийности на своих предприятиях.

Вместе с тем Компания стремится поддерживать высокую степень готовности к локализации и устранению последствий возможных чрезвычайных ситуаций. На основных производственных предприятиях холдинга сформированы нештатные аварийно-спасательные формирования, которые во взаимодействии с территориальными органами МЧС регулярно участвуют в учебных тренировках по отработке навыков ликвидации чрезвычайных ситуаций и оказания помощи пострадавшим.

Реализуемая «Славнефтью» бизнес-стратегия призвана обеспечить устойчивое и сбалансированное развитие нефтедобывающих и перерабатывающих мощностей. Основными задачами Компании в настоящее время являются стабилизация уровня нефтедобычи, продолжение модернизации перерабатывающего производства, а

также реструктуризация бизнеса, создание оптимальной схемы взаимодействия предприятий холдинга, снижение издержек и рост эффективности производственной деятельности.

Литература

1. Антошкина А.В. Практикум по экономике предприятия нефтегазового комплекса: учебно-методическое пособие / А.В. Антошкина. – Томск: изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 98с.
2. Годовой отчет ОАО «НГК Славнефть» за 2016 г., 2016. – 97 с.
3. Сосненко Л. С. Анализ экономического потенциала действующего предприятия //М.: Экономическая литература. – 2003.

ВЛИЯНИЕ ВНЕШНИХ ПОЛИТИЧЕСКИХ ОТНОШЕНИЙ НА ПРОИЗВОДСТВО СПГ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Д.Н Петров, В.А.Титов

Научный руководитель – доцент О.В. Пожарницкая

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Внешние политические отношения - это сложный процесс, особенно, когда разговор идёт о крупнейших державах мира, таких как Российская Федерация и Соединенные Штаты Америки. За последние столетие отношения между США и России нельзя назвать добрососедскими. Новым витком непростых отношений, принято считать украинский политический кризис 2013 - 2014 гг. Так же, прослеживаются разногласия между российской стороной и США в сирийском конфликте, начавшимся с гражданской войны весной 2011 г. Выбранный США инструмент влияние на российскую сторону - это санкционные меры.

В 2014 году США и ЕС ввели санкции против России из-за присоединения Крыма. Позднее санкционные списки неоднократно расширялись. Санкции продлевались указами президентов США 3 марта 2015 года (до 6 марта 2016 года), 2 марта 2016 года (до 6 марта 2017 года) и 13 января 2017 года (до 6 марта 2018 года). Официальные причины принятия санкционных мер не раз озвучивались представителями Госдепа, это и присоединение Крыма к Российской Федерации, надуманное влияние России на выборы президента США в 2016г. и другие. Все эти надуманные причины лишь формальное прикрытие для ведения “экономической войны” против Российской Федерации, находящейся на подъёме развития её экономики.

Введённые секторальные санкции затрагивают такие ключевые отрасли российской экономики, как: финансовую, энергетическую, оборонную и горно-металлургическую. Они включают ограничения на предоставление займов и оказание инвестиционных услуг. Запрет на поставки вооружения, военной техники и технологий двойного назначения, а также высокотехнологичного оборудования и технологий (в частности, для использования в проектах по разведке и добыче нефти на глубоководных морских участках, на арктическом шельфе и в сланцевых пластах), месторождениях с трудно-извлекаемыми запасами. Эти направления наиболее зависимы от зарубежных технологий. Сектор производства сжиженного природного газа (СПГ) в Российской Федерации не исключение, так же подвержен давлению внешнеполитических игр.

Какова же ситуация с импортом в нефтегазовой отрасли в России? Сейчас, часть оборудования и услуг представлена только иностранными поставщиками, указано на сайте «Роснефти», в том числе до 100% по ряду направлений в области добычи трудноизвлекаемых запасов, переработки нефти и газа, освоения шельфовых месторождений и информационных технологий. «Роснефть» намерена к 2025 г. обеспечить 70 %-ную локализацию по всем реализуемым ею проектам. Доля импорта «Транснефти» составляет 7,2%, план к 2020 г. – снизить до 3%. Расходы на НИОКР в ближайшие 10 лет составят 40 млрд руб. Доля отечественного оборудования на производствах «Сибур» колеблется от площадки к площадке, здесь большое влияние оказывает возраст завода. По некоторым площадкам этот показатель превышает 60–70%. [1]

В марте 2015 г. глава Минэнерго озвучивал, что доля импортного оборудования в нефтегазовой отрасли составляет 60%. Тогда было выделено 18 приоритетных направлений для импортозамещения в нефтегазовой, угольной отраслях и электроэнергетике, утвержден план мероприятий, рассказал представитель Минэнерго. Компании принимают участие на разных этапах: НИОКР, постановка на производство, опытно-промышленные испытания, сертификация и др. За два года доля импортного оборудования снизилась. Сейчас она составляет 52%, а еще через два года будет 40%, заявил министр промышленности и торговли Денис Мантуров, передал «Интерфакс». [2]

“Импортозамещение – это торговая и экономическая политика, провозглашенная как экономический курс в 2014 году на фоне санкций стран Запада и США. Реализуется в форме госпрограммы “Развитие промышленности и повышение ее конкурентоспособности”, рассчитанной до 2020 года. Она направлена на снижение доли импорта в экономике страны до 50-60%, на постепенное замещение ввозимых в страну зарубежных товаров продукцией, производимой внутри России. Условие участие в госпрограмме – размещение (локализация) производства в России.” [3]

[3] Импортозамещение также необходимо и для технологий сжижения природного газа, в том числе по установкам получения СПГ, дожимным компрессорным установкам, криогенным насосам высокого и низкого давления и газораздаточным колонкам СПГ с коммерческим учетом. По этим видам оборудования доля импорта оценивается от 60-65% до 90%.

В России, до недавнего времени, существовал единственный завод по производству СПГ, «Сахалин-2» – проект, действующий на базе месторождений Пильтун-Астохское и Лунское, расположенных на сахалинском шельфе. Извлекаемые запасы этих залежей оцениваются в 150 млн тонн нефти и 500 млрд кубометров «голубого

топлива». Акционеры оператора проекта – компании Sakhalin Energy – «Газпром», владеющий долей 50%, Royal Dutch Shell с долей 27,5%, у японских компаний Mitsui и Mitsubishi по 12,5% и 10% соответственно. В настоящее время на заводе действуют две производственные линии общей мощностью 9,5 млн тонн в год. Третья производственная линия мощностью 5,4 млн тонн должна быть введена в эксплуатацию в 2023-2024 годах. [4]

5 декабря 2017г., компания НОВАТЭК запустил первую технологическую линию проекта «Ямал СПГ», мощностью 5,5 млн тонн СПГ в год, сообщила пресс-служба ПАО «НОВАТЭК». Завод начал производство сжиженного природного газа на первой технологической линии. «Ямал СПГ» – проект по строительству завода по сжижению газа мощностью 16,5 млн тонн в год на базе Южно-Тамбейского месторождения на Ямале. Запасы месторождения оцениваются в 907 млрд кубометров природного газа. Инвестиции в проект составили 27 млрд долларов. Акционерами выступают «НОВАТЭК» (50,1%), Total (20%), китайские CNPC (20%) и SRF (9,9%). [5] В планы развития СПГ компании «НОВАТЭК», входит «Арктик СПГ-2» – проект по добыче природного газа и по производству сжиженного природного газа на Гыданском полуострове (по другую сторону Обской губы от Ямала). ООО «Арктик СПГ-2» владеет лицензиями на Салмановское (Утреннее) и на Штормовое месторождения, а также на экспорт сжиженного природного газа наряду с другими проектами «НОВАТЭК» – «Ямал СПГ», «Арктик СПГ-1», планируемая добыча на Гыданском полуострове и «Арктик СПГ-3», Северо-Обский лицензионный участок федерального значения в акватории Обской губы. Пуск первой линии проекта «Арктик СПГ-2» запланирован приблизительно на 2023 год с поэтапным вводом объекта в 2023–2025 годах. Планируемое годовое производство - 18 млн тонн сжиженного природного газа (тогда как у проекта «Ямал СПГ» – 16,5 млн тонн), три очереди по 6 млн тонн каждая.

«НК-Роснефть» в настоящее время работает над проектом «Дальневосточный-СПГ», в районе п. Де-Кастри, Хабаровского края. Роснефть планирует реализовать проект в партнерстве с ExxonMobil за счет газа проекта Сахалин-1. Проектная мощность первой очереди завода составит 5 млн тонн в год с возможностью расширения. Запуск завода «Дальневосточный СПГ» будет произведен после 2023 г.

Все проекты по производству СПГ, заявленные российскими компаниями, имеют экономические показатели, позволяющие оценивать их в качестве наиболее конкурентоспособных в мире. Они характеризуются низкой себестоимостью добычи и привлекательной логистикой. Так, например, в текущих условиях ямальский СПГ будет как минимум на \$2,5–3 / млн БТЕ (британских тепловых единиц) дешевле американского в Европе и существенно дешевле австралийского.

В авторской статье "Окно возможностей для России", в отраслевом журнале "Нефтегазовая вертикаль", министр энергетики РФ Александр Новак обозначил возможность роста доли России на мировом рынке СПГ с текущих 4-5% до 15-20% к 2035 г., с учетом действующих и потенциальных проектов СПГ в России и основных перспектив развития мирового рынка СПГ.

В декабре на Ямале «НОВАТЭК» запустил первую очередь завода по сжижению природного газа, использовалась технология компании Air Products. Президент Владимир Путин сообщил, что после завершения строительства третьей очереди «Ямал СПГ» будет построена четвертая – «целиком на российских технологиях». Технология, которую разрабатывает «НОВАТЭК», называется Arctic cascade. Компания планирует обкатать ее на строительстве четвертой очереди «Ямал СПГ», в дальнейшем рассчитывает на базе этой же технологии строить третью линию «Арктик СПГ-2».

Завод СПГ проекта «Сахалин-2» строился по технологии Shell. «Газпром» намерен создать технологию крупнотоннажного сжижения газа (в России ее нет). «К 2020–2022 гг., думаю, создадим технологию сжижения газа. Это позволило бы нам независимо от внешней конъюнктуры организовывать производство СПГ по российским технологиям», – говорил в мае 2017 г. замминистра энергетики Кирилл Молодцов в интервью. [6]

Санкции стали, как серьезным барьером в развитии, так и трамплином для развития российского производства и бизнеса. На примере «Ямал СПГ» Россия продемонстрировала впечатляющие возможности своей нефтегазовой отрасли. Доказала, что даже в сложной макроэкономической ситуации, в ситуации экономических и политических влияний, Россия способна реализовывать самые современные энергетические проекты в запланированные сроки и в рамках установленного бюджета. Участие в проекте ОАО «НОВАТЭК» иностранных энергетических гигантов – французского Total и китайского CNPC, служит приглашением к широкому сотрудничеству в энергетической сфере. Это уверенный шаг к всеобъемлющему международному партнерству.

Литература

1. <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2017/12/19/745720-rossiiskom-teke>
2. <http://www.interfax.ru>
3. <http://www.e-vesti.ru/ru/importozameshhenie-350-proektov-uzhe-rabotayut-780-na-podhode/>
4. <https://teknoblog.ru/>
5. <https://ura.news/news/1052315285>
6. <http://tass.ru/opinions/interviews/4254926>

АНАЛИЗ СТАТИСТИЧЕСКИХ ДАННЫХ КОМПАНИИ NOBLE ENERGY CORP

М.О. Плотников

Научный руководитель – доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время экономика зарубежных нефтегазовых компаний, добывающих нефть и природный сланцевый газ, представляет интерес для мирового сообщества. Поэтому для анализа статистических данных была выбрана американская компания Noble Energy Corp. Корпорация Noble Energy является независимой энергетической компанией, занимается добычей нефти и газа на территории США, Западной Африки, на восточном шельфе и глубоководной части Мексиканского залива. Через свои дочерние компании, корпорация Noble Energy, занимается закупкой, исследованием и разработкой месторождений, добычей и маркетингом сырой нефти, природного газа и жидкостей из природного газа в США и по всему миру. Штаб-квартира компании находится в г. Хьюстон, штат Техас.

Охарактеризуем крупнейшие месторождения компании:

DJ Basin (США). DJ Basin занимает приблизительно 396,000 чистых акров в Северном Колорадо, содержит крупнейшее нефтяное месторождение США в Wattenberg. На месторождении применяется горизонтальное бурение. Доказанные запасы месторождения – 374 миллиона баррелей нефтяного эквивалента. Средний дебит скважин Noble Energy на месторождении составляет 113 тысяч баррелей нефтяного эквивалента в сутки.

Marcellus Shale (США). Месторождение содержит запасы природного газа. На конец 2015 года занимает 350,000 акров. Доказанные запасы месторождения – 1,4 триллиона кубических футов газового эквивалента. Средний дебит скважин Noble Energy на месторождении составляет 546 миллионов кубических футов газового эквивалента в сутки.

Западная Африка (Экваториальная Гвинея, Камерун и Габон). На конец 2015 года занимает 1,062,000 акров. Доказанные запасы месторождения – 151 миллион баррелей нефтяного эквивалента. Средний дебит скважин Noble Energy на месторождении составляет 72 тысячи баррелей нефтяного эквивалента в сутки.

Восточное Средиземноморье (Израиль и Кипр). Месторождения содержат запасы природного газа. На конец 2015 года занимает 805,000 акров. Доказанные запасы месторождения – 2,3 триллиона кубических футов газового эквивалента. Средний дебит скважин Noble Energy на месторождении составляет 276 миллионов кубических футов газового эквивалента в сутки.

Анализ статистических данных. Корреляция. Формула для проведения расчетов, корреляция Пирсона:

$$r = \frac{\sum (x - \bar{x})(y - \bar{y})}{\sqrt{\sum (x - \bar{x})^2 \sum (y - \bar{y})^2}}$$

Для оценки связи между добычей углеводородного сырья и выручкой от продажи совместим их графики на рисунке 1 и рассчитаем коэффициент корреляции Пирсона.



Рис. 1 Зависимость добычи УВС и выручки от продажи

Коэффициент корреляции Пирсона на всем рассматриваемом периоде равен 0,36, это связано с тем, что в 2008 г. и 2015 г. цены на сырье резко снизились, что привело к падению выручки компании.

Однако, если рассматривать периоды с 2005-2008 гг. и 2011-2014 гг., коэффициент корреляции Пирсона в эти периоды равен 0,97 и 0,95 соответственно, это говорит о том, что в данные периоды, добыча сырья почти прямо пропорциональна выручке.

Для оценки связи между добычей углеводородного сырья и подоходным налогом совместим их графики на рисунке 2 и рассчитаем коэффициент корреляции Пирсона.



Рис. 2 Зависимость добычи углеводородного сырья от подоходного налога

Коэффициент корреляции Пирсона на всем рассматриваемом периоде равен $-0,09$. Такое значение связано с тем, что в кризисные годы произошло резкое снижение цены на углеводородное сырье. Однако, если рассмотреть периоды стабильных цен на нефть, 2005-2008 гг. и 2010-2014 гг., то коэффициент корреляции в данные периоды будет равен $0,85$ и $0,95$ соответственно. Столь высокое значение коэффициента Пирсона в данные периоды говорит о том, что стоимость подоходного налога косвенно связана с ценами на углеводородное сырье.

Для оценки связи между чистой прибылью компании и подоходным налогом совместим их графики на рисунке 3 и рассчитаем коэффициент корреляции Пирсона.

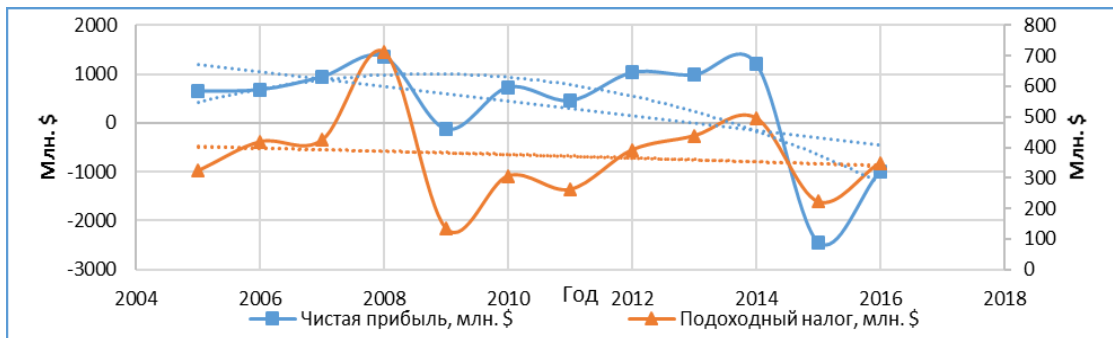


Рис. 3 Зависимость чистой прибыли компании от подоходного налога

Коэффициент корреляции Пирсона на всем рассматриваемом периоде равен $0,6$, что говорит о средней степени зависимости чистой прибыли компании и подоходного налога. Однако, в период 2010-2014 гг. при стабильных ценах на углеводороды, коэффициент корреляции равен $0,96$. Такая высокая степень зависимости связана с тем, что в данный период были стабильно высокие цены на углеводороды.

Для оценки связи между ценами на продукцию и стоимостью акций компании совместим их графики на рисунке 2 и рассчитаем коэффициент корреляции Пирсона.

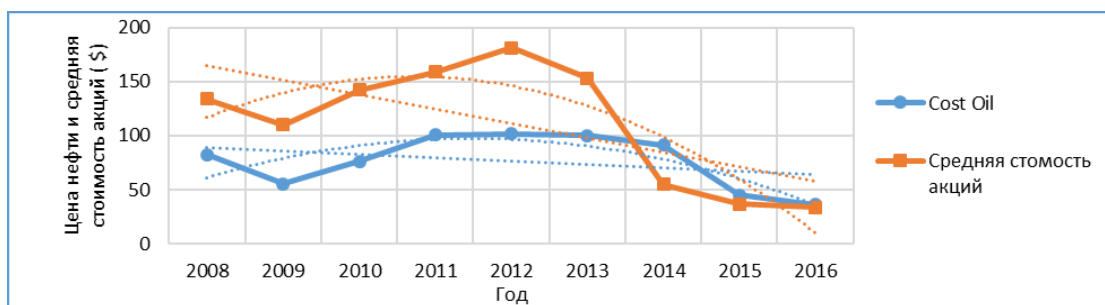


Рис. 4 Зависимость стоимости акций компании от цены на продукцию

Коэффициент корреляции Пирсона на всем рассматриваемом периоде равен $0,77$, это говорит о том, что цены на нефть значительно влияют на стоимость акций компании, при чем при увеличении цен, увеличивается стоимость акции и наоборот. Это связано с тем, что компания Noble Energy занимается добычей нефти и газа во многих регионах, таким образом доля расходов высока, поэтому при снижении цен на нефть инвесторы опасаются делать вклады в акции компании.

По результатам проведенного анализа была обнаружена зависимость между рядом показателей, которые характеризуют деятельность предприятия.

По данным показателям можно сделать следующие выводы: изменение цен на углеводородное сырье оказывает сильное влияние на финансовые показатели компании, так при падении цен на нефть падает и стоимость акций компании, а, следовательно, и ее привлекательность для инвесторов; при снижении цен на продукцию падает

и выручка, и чистая прибыль компании; в период стабильных цен на углеводородное сырье величина подоходно налога зависит от выручки и чистой прибыли компании.

Таким образом компания Noble Energy при стабильных ценах на углеводородное сырье и увеличение его добычи будет иметь финансовую привлекательность для инвесторов.

Литература

1. Официальный сайт Noble Energy Corp. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.nbleenergy.com/> (дата обращения 08.01.18).
2. Финансовая статистика 2005-2016 гг. Noble Energy Corp. [Электронный ресурс]. URL: <http://investors.nbleenergy.com/annuals-proxies.cfm>

ПЕРСПЕКТИВЫ УРАНОДОБЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ КАЗАХСТАНА

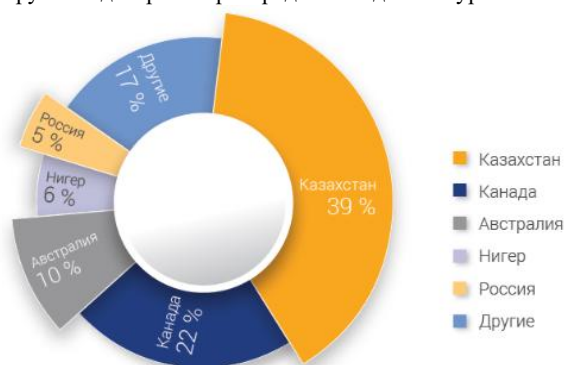
Н.В. Проценко

Научный руководитель – доцент М.Р. Цибульникова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Географическое распределение мировых ресурсов урана крайне неравномерно. Практически 96%, или 4,2 млн т, распределено в 11 странах мира. Из них около 90% запасов находится на территории 9 стран. По мнению ведущих мировых экспертов, на мировом рынке энергопотребления прогнозируют рост спроса. Казахстан обладает развитой уранодобывающей и перерабатывающей промышленностью с инфраструктурой и занимает лидирующие позиции в структуре мировой добычи урана.

На рисунке 1 представлена круговая диаграмма распределения добычи урана по странам-лидерам.



* Объем добычи по АО «НАК «Казатомпром» с учетом долей участия в дочерних и зависимых организациях

Рис. 1 Доля Казахстана на мировом рынке урана, 2016 г.

Канада, Россия, Австралия и Нигер являются одними из самых крупных стран производителей природного урана в мире (с долей в 22%, 5%, 10% и 6% от мировой добычи в 2016 году, соответственно), после Казахстана (39%).

На данный момент атомная энергетика Казахстана успешно развивается. Республика Казахстан имеет прогрессивную уранодобывающую и перерабатывающую промышленность с инфраструктурой для проведения фундаментальных и прикладных научных исследований. В дальнейшем к 2020 году РК планирует увеличить долю в мировых мощностях по обогащению и конверсии урана, а также по производству ядерного топлива для атомных электростанций. Также запланировано запуск и строительство совершенно новых производств. Все больше развивается рынок изготовления топливных таблеток, редких и редкоземельных металлов, альтернативной энергетики и фотовольтаики. В будущем (к 2020 году) Казахстан намерен ввести в эксплуатацию, как минимум, одну атомную электростанцию на территории Республики [1].

В настоящее время добычу урана в Казахстане осуществляет АО «НАК» Казатомпром», которая является компанией-лидером во всем мире. В добычную группу Холдинга входит 16 предприятий с полным и частичным правом собственности, которые занимаются разработкой 20 рудников. Урановые месторождения в республике расположены на территории Южно-Казахстанской, Кызылординской и Акмолинской областей.

Добыча природного урана осуществляется самым прогрессивным, экономически выгодным, а также экологически безопасным способом подземного скважинного выщелачивания, без поднятия руды на поверхность земли. На рудниках «Казатомпрома» используется система централизованного управления, благодаря которой весь производственный процесс находится под непрерывным контролем и обеспечивает максимальную безопасность.

На рисунке 2 представлена динамика добычи урана с 1996 по 2016 гг. По итогам 2016 года объем добычи запланирован на уровне 24 000 тонн.

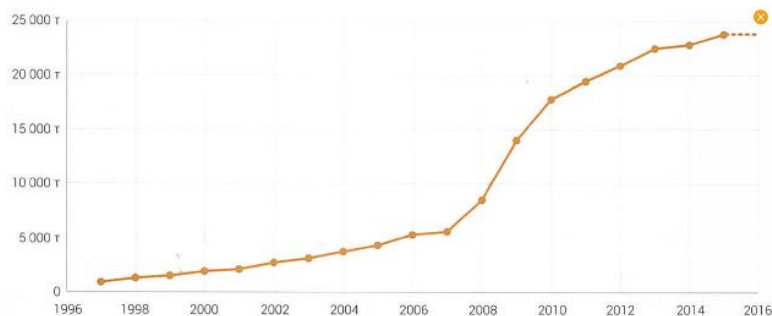


Рис. 2 График уровня добычи урана

В Казахстане из 55 разведанных месторождений с балансовыми запасами урана разрабатываются 13, остальные 42 месторождения находятся в резерве [2].

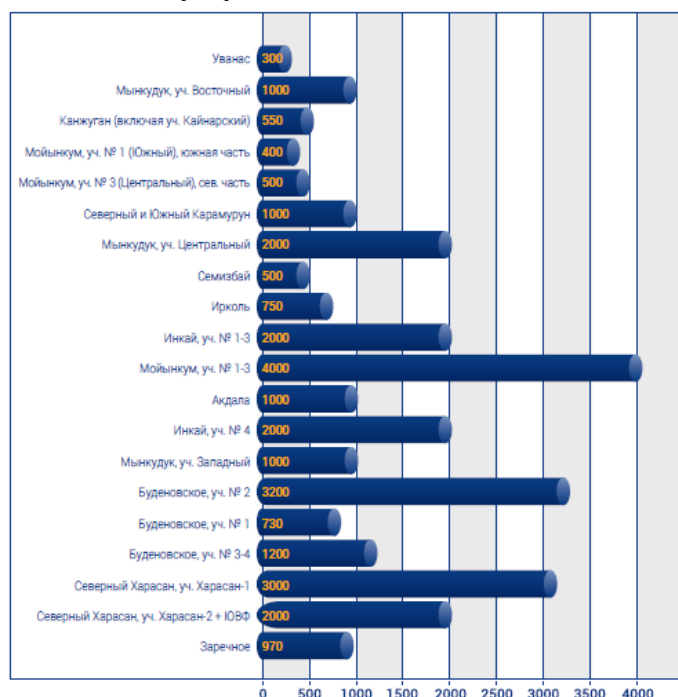


Рис. 3 Проектная мощность месторождений, обрабатываемых предприятиями АО «НАК «Казатомпром», тонн урана в год

Технологические ноу-хау «Казатомпрома» позволяют запускать уранодобывающие мощности в рекордно короткие сроки, в течение года. Между тем в общемировой практике средний период запуска рудника по добыче урана методом подземного выщелачивания составляет около 3 лет. АО «НАК «Казатомпром» - первая в мире компания, запустившая в промышленное производство рудник подземного выщелачивания мощностью тысяча тонн урана в год, завершается строительство рудника мощностью 3 тысячи тонн урана в год.

Согласно Программе развития атомной отрасли в Республике Казахстан на 2011-2014 годы с перспективой развития до 2020 года основными задачами являются [3]:

- оптимальное развитие ядерных технологий для использования в различных отраслях экономики;
- обеспечение социально-экономического развития территорий Республики в регионах строительства АЭС;
- развитие международной кооперации в атомной области.

Для выполнения этих задач необходимо объединить все имеющиеся интеллектуальные и другие ресурсы, генерировать и сохранять «человеческий капитал», согласовать научную и инженерную деятельность, распространять и осваивать передовые организационные и управленческие технологии, быстро внедрять результаты разработок в атомной сфере, что в результате позволит обеспечить в долгосрочной перспективе конкурентоспособность атомной промышленности Республики Казахстан на международном рынке.

Следовательно, у холдинга АО «НАК» Казатомпром», есть все ресурсы и возможности для того, чтобы оставаться ведущим мировым лидером на рынке атомной промышленности. Для сохранения позиций Компания будет на регулярной основе восполнять ресурсную базу урана, оптимизировать все виды затрат, внедрять передовые технологии, направленные на повышение эффективности добычи урана и снижение себестоимости готовой продукции. Республика Казахстан планирует увеличить к 2020 году долю в мировых мощностях по обогащению и конверсии урана, а также по производству ядерного топлива для атомных электростанций. Планируется

строительство и запуск новых производств. Очень активно развивается и рынок редких и редкоземельных металлов и альтернативной энергетики, рынок изготовления топливных таблеток.

Литература

1. Амирова У.К., Урузбаева Н.А. Обзор развития мирового рынка урана // *Universum: Экономика и юриспруденция: электрон. научн. журн.* 2017. № 6(39).
2. Интегрированный годовой отчет за 2016 год. Акционерное общество «Национальная атомная компания» «Казатомпром». Астана. 2017 год.
3. Постановление Правительства Республики Казахстан от 29 июня 2011 года № 728 «Программа развития атомной отрасли в Республике Казахстан на 2011-2014 годы с перспективой развития до 2020 года».

**ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЖЕЛЕЗОРУДНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ**

В.И. Романов

Научный руководитель – доцент М.Р. Цибульникова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Российская металлургия наряду с нефтяной отраслью остается одним из ключевых столпов отечественной экономики и важнейшим источником российского экспорта. Одну из важных ролей в металлургии играет железорудная промышленность, являющаяся сырьевой базой для черной металлургии.

Россия обладает крупной сырьевой базой железорудного сырья (ЖРС) – его запасы достигают 110 млрд т, в том числе по категориям А+В+С1 разведано 58,4 млрд т железных руд. Значительные прогнозные ресурсы, локализованные на территории страны, определяют широкие возможности для наращивания запасов железных руд страны: ресурсы по категориям Р1+Р2+Р3 составляют 138 млрд т.

По уровню добычи железной руды в мире российское производство замыкает пятерку лидеров (100 млн т/год). Ведущим в данном списке является КНР с 1200 млн т/год, за ним идет Австралия – 480 млн т/год, далее Бразилия – 390 млн т/год и, наконец, Индия – 240 млн т/год. Однако по качеству сырья Россия уступает крупнейшим мировым продуцентам (табл.). Высококачественными рудами с содержанием железа – 60% представлена лишь четверть запасов страны. Остальные запасы среднего качества, содержание металла в них колеблется от 16 до 40%.

Таблица

Запасы железных руд и производство товарной железорудной продукции в ведущих странах [5]

Страны-производители	Запасы, млрд т	Производство в 2015 г, млн т	Доля в мировом производстве, %
Австралия	21,9	811	40,4
Бразилия	31,1	422,5	21
Индия	6,6	142,5	7,1
Китай	20,6	123,5	6,2
Россия	26,1	106,3	5,3

В распределенном фонде недр находится 95 наиболее перспективных объектов. Запасы остальных 132 месторождений относятся к нераспределенному фонду недр. Не переданные в освоение объекты часто расположены в районах с неразвитой инфраструктурой или залегают в сложных горно-геологических условиях, требующих дорогостоящих технологий разработки.

Две трети сырьевой базы (68,5 млрд т) железных руд России сосредоточено в Курской магнитной аномалии (КМА) на юге европейской части России. В то же время объекты со значимыми запасами железных руд разведаны во всех регионах страны: важную роль играют железорудные месторождения Урала (15% или 16,7 млрд т), Сибирского федерального округа (10% или 10,7 млрд т), Дальнего Востока (8% или 8,8 млрд т) и Северо-Западного региона (1,5% или 1,67 млрд т).

КМА расположена в пределах одноименной железорудной провинции в Белгородской и Курской областях. Основные месторождения региона – Михайловское, Лебединское, Стойленское и Стойло-Лебединское. Еще один гигантский объект – Яковлевское месторождение готовится к эксплуатации. Главным недропользователем здесь выступает холдинг УК «Металлоинвест», владеющий крупнейшими в стране Михайловским и Лебединским ГОКа. В его состав также входят металлургические предприятия – Оскольский электрометаллургический комбинат (ОЭМК) в Белгородской и завод «Уральская Сталь» в Оренбургской области.

Свыше 80% производства товарных железных руд в России обеспечивают крупные вертикально-интегрированные холдинги УК «Металлоинвест» (39,2%), «ЕвразГруп С.А.» (15,3), ПАО «Северсталь» (14,7%) и ПАО «Новолипецкий металлургический комбинат» (16,9%), выполняющие полный цикл производства – от добычи и переработки железной руды до выпуска высококачественной стальной продукции.

Все крупные российские продуценты сталелитейной продукции обеспечены ЖРС собственного производства, за исключением ОАО «ММК», которые закупают недостающее сырье в Казахстане на Соколовско-Сарбайском горно-обогатительном производственном объединении [4]. Таким образом, определенная часть внутреннего спроса покрывается импортными поставками металлопродукции, составляющими около 10-15%

емкости рынка. Импорт, как правило, обусловлен недостаточным количеством и низким качеством отечественной металлопродукции, что является давней проблемой российской металлургии [1].

На экспорт сырье поставляется в двух видах – агломерированном (обоженная и готовая к выплавке) и неагломерированном. Агломерированная руда стоит в два раза дороже и составляет приблизительно 40% экспорта России. Главными потребителями железной руды являются Китай (33%), Словакия (13%), Украина (11%), Турция (10%), Финляндия (8%). [6].

С российскими поставщиками ЖРС активно конкурируют казахстанские экспортеры. В последние годы значительная доля (80-90 %) сырья, производимого в Казахстане, поставляется за его пределы. Ключевыми рынками сбыта являются Россия и Китай [2].

С 2012 г. по 2015 г. на мировом рынке ЖРС господствовала тенденция снижения цен, связанная с избытком его предложения. Цены за этот период упали более чем втрое (рис.). Что касается цен на ЖРС в России, то для них была характерна общемировая тенденция к снижению.

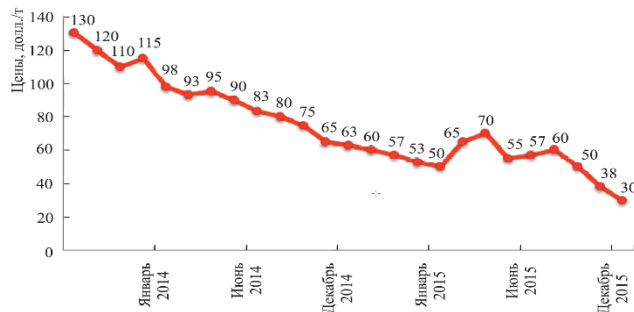


Рис. Уровень цен на ЖРС на мировом рынке

Однако в 2016 г. спотовые цены на железную руду показали почти двукратный рост, с 40 долл./т в январе до 80 долл./т к концу года. Рост цен был, по-видимому, связан с ожидаемым оживлением китайской сталелитейной промышленности. Но оснований считать, что мировой рынок ЖРС пришел в равновесие, пока нет, поскольку основные экспортеры – Австралия и Бразилия – продолжают освоение новых месторождений и наращивают производство [5].

По данным Росстата, в начале января 2017 г. цены на ЖРС в среднем выросли на 12,7 % к аналогичному периоду 2016 г. на фоне рекордного роста (+ 21,7 %) добычи и обогащения железных руд. По мнению экспертов, это вызвано повышением спроса на сталь, которая необходима для реализации крупных инфраструктурных проектов, например, космодром «Восточный» или мост через Керченский пролив. Аналогичная ситуация наблюдалась на рынке ЖРС Китая. В марте 2016 г. резкие колебания цен на ЖРС в Китае несколько сгладились, а рост цен остановился. По итогам 2016 г., Китай увеличил импорт железной руды на 7,5 %, который составил 1,024 млрд т. Это связано со стремлением Китая повысить производство стали из-за роста спроса на нее на мировом рынке. По данным экспертов, эта тенденция сохранится до 2022 г. В случае, если будут освоены новые крупные железорудные месторождения, цены на руду могут прекратить подъем и пойти на спад. Тогда и продавцы, и покупатели будут нуждаться в инструментах, позволяющих минимизировать ценовые риски и прогнозировать поступления и затраты. Это создаст почву для развития железорудных финансовых инструментов. Учет новых тенденций на рынке ЖРС позволит российским компаниям адаптироваться к изменившимся условиям, сохранить и улучшить свои позиции на мировом рынке сырья [2].

Таким образом, перспективы увеличения добычи железных руд в России связаны, прежде всего, с месторождениями Дальнего Востока. Развитию железорудной отрасли в регионе будет способствовать модернизация и расширение БАМа, что откроет возможности сбыта товарной продукции на зарубежном и внутренних рынках [4].

В мировой торговле природными ресурсами роль расстояния перевозок и транспортных издержек имеет большое значение. Например, рынок железной руды России ориентирован в основном на Китай, однако удельный вес в китайском импорте железной руды едва достигает 1% из-за отсутствия эффективной транспортно-логистической системы. Россия испытывает ограничения экспортного потенциала горнорудных предприятий. Поэтому создание транспортно-логистических коридоров между странами позволит снизить транспортные расходы в результате эффекта масштаба и будет способствовать переходу от межотраслевой к внутриотраслевой торговле, развитие которой является, ключевым фактором в преодолении пространственных ограничений [3].

Помимо всего, в последние годы наблюдается общемировая тенденция среди производителей ЖРС по защите окружающей среды, что влечет за собой высокую стоимость добычи железных руд в перспективе из-за увеличения расходов на рекультивационные работы. Решение этой проблемы без снижения эффективности возможно путем внедрения нового высокопроизводительного и надежного горно-транспортного оборудования и новых технологий ведения горных работ.

Литература

- Новиков Н. И., Подъяпольский Д. В., Новикова Г. В. Роль черной металлургии в развитии национальной и региональной экономики // Вестник КемГУ. 2014. №2 (58). С.254-258
- Омельченко И.Н., Кузнецов А.А. Новые тенденции на рынке железорудного сырья. Гуманитарный вестник, 2017, вып. 8.

3. Евразийские исследования. Научно-аналитический портал евразийского сектора ЦКЕМИ НИУ ВШЭ. Микроэкономика евразийской географии. [Электронный ресурс]. URL: <http://eurasian-studies.org/archives/4517> (дата обращения: 24.11.2017).
4. Информационно-аналитический центр «Минерал». Железные руды. [Электронный ресурс]. URL: http://www.mineral.ru/Facts/russia/156/499/3_05_fe.pdf (дата обращения: 24.11.2017).
5. Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации. Государственный доклад о состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2015 году. [Электронный ресурс]. URL: http://www.mnr.gov.ru/upload/iblock/c50/2015_msr.pdf (дата обращения: 24.11.2017).
6. Infogeo.ru. Анализ экспорта железной руды из России за 3 квартала 2016 года [Электронный ресурс]. URL: <http://www.infogeo.ru/metalls/news/?act=show&news=46923> (дата обращения: 24.11.2017).

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА, ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ, ПРОБЛЕМЫ И СПОСОБЫ ИХ РЕШЕНИЯ

А.В. Сазонов, С.В. Ушаков

Научный руководитель – доцент О.В. Пожарницкая

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На наш день нельзя представить мир, лишенный добычи природных ресурсов. Их использование, переработка, добыча. Так, например, нефть источник множества вещей в нашем мире, без которых просто нельзя обойтись. Резина, пластмассы, моющие средства, каучуки – все это результаты переработки нефти. Нетрудно догадаться, что без нефти сегодня – завтра люди отступят обратно во времена паровых двигателей. И именно поэтому освоение, разработка и эксплуатация месторождений нефти имеет в наши дни одно из ключевых мест в экономике мира и, России в частности.

На сегодняшний день Россия занимает одно из ведущих мест в добыче углеводородов в мире. В качестве поставщика нефти на 2016 год Росси занимала 2 место после Саудовской Аравии. Немалую долю в общем объеме добываемой нефти занимают месторождения, расположенные в условиях Крайнего Севера.

Крайний Север – это территория, которая превышает несколько европейских государств. Ему характерны экстремальные климатические условия, четверть всех валютных поступлений в государственный бюджет России исходит из этого региона. Здесь ежегодно добывается 20 % мирового и 90 % – российского газа и нефти. Более того, Крайний Север – это не только мощная сырьевая база страны сегодня, это и своего рода гарант энергетической безопасности государства на многие годы вперед: здесь сосредоточена четверть всех разведанных мировых запасов природного газа и нефти. Арктическая зона России занимает громадную территорию континентального шельфа от Кольского полуострова до Тихоокеанского побережья Чукотки. Площадь российского континентального шельфа составляет 5.2 млн, км². Арктическая сырьевая база углеводородов имеет решающее значение для экономики России и выдвигают на первый план проблему производственно-транспортного ее освоения. [1]

Освоение Арктического сектора началось еще в 1910 году, пока в 1915 русское товарищество «Нефть» не пробурило первую разведочную скважину на нефть в Ухтинском районе Печорского края. Это и стало отправной точкой в освоении Арктического пояса России на предмет наличия углеводородов. Спустя 15 лет уже в республике Коми было освоено и введено в эксплуатацию первое в мире нефтяное месторождение, находящееся в зоне Арктики – Чибьюское. Таким образом именно Советский Союз стал первооткрывателем в разведке и добыче углеводородов в Арктике. Настоящий штурм освоения начался в 60-е годы. Это справедливо можно связать с усилением влияния машиностроения на повседневную жизнь человека. В условиях нескончаемой гонки вооружения, технологий, которая в ту пору буйствовала в мире, окутанном холодной войной между США и Советским Союзом. Однако даже из этого можно извлечь пользу и активное освоение Арктической зоны является наглядным тому подтверждением.

На сегодняшний день зона Арктики является одним из наиболее активно развивающейся зоны в плане добычи углеводородов. Нельзя сомневаться в том, что Арктика, как и на суше, так и в акватории является уникальным источником углеводородов. На данный момент можно судить о следующей обстановке в плане георазведки:

Разведанные запасы 32,6 трлн. м³. Перспективными углеводородными провинциями являются шельфовые территории в Охотском море и на севере. В Карском и Баренцевом морях найдены уникальные газоносные коллекторы Ленинградское, Штокмановское и Русановское, а также нефтеконденсатное Северо-Гуляевское. Самое обширное в мире месторождение Штокмановское располагает более чем 4 трлн. м³ газа. Туркмения. Только в одной перспективной провинции «Галкыныш» по оценкам геологов находится более 26 трлн. м³ газа. [2]

Однако освоение данного региона напрямую связано с рядом проблем, тормозящих данный процесс.

В первую очередь стоит упомянуть о труднодоступности данного региона. Отсутствие каких-либо крупных инфраструктур, сложную проходимость местности, а если мы говорим об акватории, то стоимость и сложность перевозки еще более увеличивается. Около 20% всех затрат на добычу нефти составляют транспортные издержки. Эта величина возрастает до 35-40% с учетом доставки потребителям. В условиях Крайнего Севера транспортные затраты еще выше.

Доставка необходимых материалов, аппаратуры, людей и припасов по наземному транспорту в акваторию возможна исключительно в зимнее время. А потому освоение Северного морского пути должно стать наиболее приоритетной задачей. Главная проблема кроется в транспортировке углеводородов из зоны добычи в зону переработки. Самый первый нефтяной терминал был построен на острове Варандей, который с 1998 года добывал 5

млн тонн в год. Сегодня в 22 км от Варандея построен огромный терминал, который рассчитан на добычу 70 млн тонн в год, но из-за проблем с транспортировкой нефти объемы годовой добычи составляют всего 12 млн тонн. Между тем, запасов тяжелой нефти, например, на острове Варандее, до которой очень трудно добраться, во много раз больше, чем запасы «легких» углеводородов, которые осваиваются на Варандее и на Таравейском месторождении в целом. Возможное решение – отправлять нефть и морем, и по нефтепроводу от Варандея с выходом на Хартягу и дальше на материк, что даст больше оснований вкладывать деньги в разработку открытых месторождений. [3]

Кроме того, проблему создает уровень разбросанности месторождений и их объем. В Арктической зоне расположено множество месторождений, однако среди нет достаточно масштабных, большинство расположено в разных местах и в небольшом объеме. Акваториальная часть месторождений скрыта под мощным водным объемом, с большим давлением и течением. Как следствие для решения этой проблемы необходимо создание некой общей базы, которая будет связывать все месторождения в одну сеть. Плотная связь между месторождениями позволит более эффективно тратить ресурсы на их логистику и транспортировку необходимых материалов между зонами добычи. Например, возможно создание плавучей нефтедобывающей платформы на базе ледокола, что позволит переправлять установку без дополнительного вмешательства других судов, а кроме того такая платформа сможет самостоятельно перемещаться по акватории в любое время года, при этом имея полноценный запас оборудования и сотрудников для осуществления добычи углеводородов. Отчасти примером такой базы может послужить нефтедобывающая плавучая платформа «*Eiric Raude*», являющаяся самым большим нефтедобывающим судном в мире. Несмотря на огромную стоимость строительства, такое судно сможет в дальнейшем быстро окупить свою стоимость. Опять же как пример «*Eiric Raude*» при стоимости строительства в 498 миллионов долларов, на данный момент приносит ежегодную прибыль в 53 миллиона долларов, т.е. уже через десять лет такое судно полностью окупит себя. Кроме того, такая платформа считается экологически чистой, так как она полостью перерабатывает все отходы и сточные воды, таким образом в океан не будут производиться никакие выбросы, которые бы вредили окружающей среде. Это так же говорит в пользу, поскольку не будет нужды для дальнейших затрат на обслуживание отходов и восстановления экологии при деятельности платформы.

Также для осуществления полноценного снабжения необходимо строительство ледоколов нового поколения для осуществления плана по созданию северного морского пути, который сможет связать месторождения и терминалы их накопления, и заводы по переработке, а кроме того они смогут осуществлять функции снабжения и вспомогательных судов для перевозки топлива и добытого сырья. К примеру стоимость одного ледокола типа ЛК-25 в 7,94 млрд рублей.

Помимо проблем, связанных с материальным обеспечением, логистикой и уровнем изученности, наличия инфраструктуры, нельзя не забывать об экономической стороне данной проблемы. Экономическая обоснованность напрямую связана мировыми ценами на нефть. Не имея достаточного спроса, нельзя реализовать планы по упрочнению позиции разведки Арктического региона. На сегодняшний день цена за баррель нефти составляет 62.73 долларов за баррель. Судя по графикам изменения рынка углеводородов можно сказать, что на данный момент наша страна не располагает достаточным кол-вом ресурсов для освоения Арктической зоны в полном ее объеме запланированных работ. Необходимо найти момент, когда цена на углеводороды приобретёт уверенный рост, именно тогда возможно будет углубление работ по освоению Севера.

Природоохранные и геоэкологические проблемы при освоении месторождений Крайнего Севера как всего нефтедобывающей отрасли так же являются весьма значительными. По данным МПР России и РО «Гринпис» потери нефти и нефтепродуктов за счет аварийных ситуаций ежегодно колеблются от 17 до 20 млн. Т, что составляет около 7 % объемов добываемой нефти в России. При стоимости 1 т нефти 150-200 долл. Ущерб экономике России, не считая экологических ущербов, составляет 3-4 млрд. долларов ежегодно. Поэтому внимательно соблюдения правил поддержания экологии, при эксплуатации и отработке отходов производства, тщательное и внимательное выполнение требований по рекультивации земель и соблюдение норм безопасности при сооружении скважин и нефтедобывающих предприятий не только выгодно с точки зрения уважения к своей природе, но и экономически обосновано [5].

Еще одной немаловажной проблемой является политическая и дипломатическая часть освоения Арктической зоны. Поскольку Россия не является монополистом в освоении этой области, то существует серьезная конкуренция в мире в лице таких стран как Норвегия, Дания, Канада, США. Для регулирования дипломатических вопросов освоения, а также для решения возможных территориальных споров необходимо более четкое положение границ интересов каждой страны.

В заключении можно сказать, что сама идея освоения территорий Крайнего Севера в плане добычи углеводородов является крайне актуальной, причем со временем она будет становиться все более востребованной, однако реализация требует огромных средств, времени, профессионализма и благоприятной мировой дипломатической и валютной обстановки. Потенциал нашей страны в плане возможностей освоения и наличия ресурсной базы нельзя недооценить, однако в данном случае проблемы, которые стоят перед нами требуют тщательного исследования и расчета. Только грамотный и ответственный подход позволит создать устойчивую позицию главенства России на этом участке мирового сырьевого рынка.

Литература

1. Картамышева Н. С., Вахрушин И. А., Перевала М. Н., Трескова Ю. В. Проблемы добычи нефти и газа в условиях Крайнего Севера // Молодой ученый. – 2015. – №13. – С. 845-848. URL: <https://moluch.ru/archive/93/20851/>
2. Боговяленский В.И. Поиск, разведка и разработка углеводородов в Циркумарктическом районе // Арктика. Экология и экономика, 2013. №2 С. 62-71
3. Гальченкова Ю.В. Нефть на Крайнем Севере//Наука и жизнь. – 2011. URL: <https://m.nkj.ru/news/20091/>

4. Лаверов Н. П., Дмитриевский А. Н., Богоявленский В. И. Фундаментальные аспекты освоения нефтегазовых ресурсов Арктического шельфа России // Арктика: экология и экономика. 2011. №1. С. 26–37.
5. Pogharnitskaya O.V., Konovalov V.V., Belozeroва D.S., Strelnikova A.B., Dmitrieva N.V. Treatment of petroleum-contaminated water resources: modern techniques. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2016. – Vol. 43: Problems of Geology and Subsurface Development. – [012026, 12 p.]. – Title screen. – Свободный доступ из сети Интернет. Режим доступа: <http://dx.doi.org/10.1088/1755-1315/43/1/012026>
<http://earchive.tpu.ru/handle/11683/35133>
6. Конторович А. Э., Эпов М. И., Бурштейн Л. М. и др. Геология, ресурсы углеводородов шельфов арктических морей России и перспективы их освоения // Геология и геофизика. 2010. Т. 51, № 1. С. 7–17.

РАСКОНСЕРВАЦИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В. И. Свирилов, Ю. А. Борисевич

Научный руководитель – доцент О. П. Кочеткова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Проблема разработки законсервированных месторождений в настоящее время очень актуальна по многим причинам. С каждым годом объем добычи нефти и попутного газа увеличиваются, а извлекаемых запасов становится все меньше и меньше.

Предоставление недр в пользование оформляется специальным государственным разрешением в виде лицензии. Она является документом, дающее право ее владельцу на пользование участком недр в определенных границах в соответствии с указанной в ней целью в течение определенного периода времени при соблюдении владельцем заранее оговоренных условий и включает в себя установленной формы бланк с Государственным гербом РФ, а также текстовые, графические и иные приложения. Последние (т.е. приложения) являются неотъемлемой составной частью лицензии и определяют основные условия пользования недрами (ст. 11 Закона РФ «О недрах»). Действие Федерального закона «О лицензировании отдельных видов деятельности» не распространяется на использование природных ресурсов, в том числе недр.

Росприроднадзор осуществляет контроль по вопросам выполнения условий недропользования, содержащихся в лицензиях на пользование участками недр. Органы государственной власти субъектов Российской Федерации контролируют выполнение обязательств лицензий на пользование участками недр, содержащих месторождения общераспространенных полезных ископаемых, а также участками недр общего местного значения.

Различные типы технических приспособлений до начала их применения на опасных производственных объектах обязаны пройти проверочные испытания. На основе этого и при наличии сертификата соответствия требованиям промышленной безопасности Федеральная служба по технологическому, экологическому и атомному надзору выдает разрешение на применение конкретного вида (типа) технического прибора.

Для получения разрешения на недропользование составляется проект разработки нефтегазового месторождения.

Состав проекта на расконсервацию нефтегазового месторождения:

Предложение геологической службы по бурению ЗБС и новых скважин:

Существующая схема электроснабжения

Планируемые дебиты ЗБС и новых скважин, потребляемая ими мощность

Первый этап запуск в работу скважин ЗБС.

Раскустовка месторождения по сбросу воды факт и предложение по кусту № использовать в качестве шурфа.

Вывод для запуска в работу по первому этапу скважин ЗБС м/р расширения энергокомплексов не требуется.

Планируемые дебиты ЗБС скважин и потребляемая ими мощность на месторождении

Второй этап запуск в работу скважин ЗБС

Вывод для запуска в работу по второму этапу скважин ЗБС м/р расширения энергокомплексов не требуется.

Третий этап запуск в работу новых скважин

Сброс воды с ДНС после первого этапа ввода в работу ЗБС

Варианты установки дополнительных генерирующих мощностей

Существующее насосное оборудование и предложение по модернизации

Газовый баланс попутного и природного нефтяного газа на месторождении

Обзор состояния резервуарного парка месторождения.

Мероприятия для обеспечения подготовки и транспортировки нефти

Существующее насосное оборудование и предложение по модернизации

Газовый баланс попутного и природного нефтяного газа на месторождении

Обзор состояния резервуарного парка месторождения.

Мероприятия для обеспечения подготовки и транспортировки нефти

Внимание к законсервированным нефтегазовым разработкам позволило за последние 20 лет прирастить запасы нефти в полтора раза. К тому же, это оказалось выгоднее и эффективнее, чем проведение новых дорогостоящих геологоразведочных работ. Как вариант, восстановить добычу нефти в старых высокодебитных скважинах можно интенсификационными методами. Существует большое количество различных технологий

интенсификации добычи углеводородов, однако ученые говорят: каждой скважине нужен строго индивидуальный подход. И только научные изыскания гарантируют высокий технический и экономический эффект.

Конечный результат того стоит, по меньшей мере более половины запасов нефти остаются неизвлеченными из залежей, разрабатываемых традиционным способом. Применение же методов повышения нефтеотдачи позволяет извлекать дополнительно от 5 до 20 % нефти на одном месторождении. В зависимости от характеристик пласта общий уровень добычи можно увеличить на 45-75 %. В отдельных случаях цифра может стать еще выше.

Перераспределение остаточных запасов нефти происходит в результате внутрислоистых движений. Существует два фактора. На старых месторождениях имеются зоны, не охваченные разработкой. Остается некое количество нефти. Месторождение перестают разрабатывать, а там идут процессы сегрегации, гравитационного разделения. Остаточная нефть всплывает в кровлю пласта и начинается формирование вторичных залежей нефти или газа. Самое интересное - для "новой" жизни законсервированных скважин достаточно обычных традиционных технологий. [РД 153-39.0-088-01 Классификатор ремонтных работ в скважинах 01.11.2001]

Есть такая проблема - ликвидационные работы скважины. На наш взгляд, они находятся не на должном уровне - рассчитаны на то, что будут сохранять герметичность скважины в течение двадцати-тридцати лет.

Расконсервация скважин нефтегазовых месторождений в зоне полного распространения в разрезе многолетнемерзлых пород, законсервированных по методу установки цементных мостов с оставлением в стволе скважины бурового глинистого раствора и с обязательным наличием на устье фонтанной арматуры и колонной головки, длительное время находящихся в консервации и имеющих негерметичную эксплуатационную колонну и большую закольматированную зону, в частности к расконсервации разведочных скважин.

В процессе длительной консервации скважин установкой цементных мостов с оставлением в эксплуатационной колонне бурового глинистого раствора зачастую происходит кольматация призабойной зоны продуктивного пласта буровым глинистым и цементным растворами, причем радиус зоны кольматации зависит от продолжительности консервации: чем больше срок нахождения скважины в консервации, тем больше радиус этой зоны.

Известен способ консервации скважин, законсервированных методом установки цементных мостов с наличием на устье фонтанной арматуры и колонной головки [РД 08-492-02 Инструкция о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов. - М.: ГУП «НТЦ по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России, 2002. - С.24], при котором расконсервацию скважины предполагается осуществлять путем разбуривания цементного моста и вызова притока.

С каждым годом объемы добычи нефти возрастают, поэтому одной из главных задач нефтегазодобывающих компаний на ближайшее будущее является разработка новых месторождений нефти и газа. Но так как разработка любого нового месторождения связана с высокими затратами, прежде всего обусловленными геолого-разведкой и освоением недр, то внимание компаний также будет сфокусировано на разработке законсервированных месторождений, добыча на которых прекратилась по тем или иным причинам.

Литература

1. Кустышев Д. А., Обиднов В. Б. Оборудование и технология гидравлического разрыва пласта при расконсервации нефтегазовых скважин на месторождениях Западной Сибири //Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2010. – №. 6. – С. 44-46.
2. Буслав В.Ф., Петухов А.В., Дьяконов А.И., Юдин В.М., Шалимова О.В.. Способ разведки нефтегазовых месторождений". – патент на изобретение RUS 2177545 16.01.1997
3. Борхович С. Ю. и др. Применение комплексных инновационных решений в технологиях ремонтно-изоляционных работ для вовлечения в разработку трудноизвлекаемых остаточных запасов нефти //Нефтепромысловое дело. – 2011. – №. 10. – С. 30-34.
4. Волков А. М., Лютягина Е. А. К вопросу о лицензионно-разрешительной системе в недропользовании //Административное право и процесс. – 2010. – №. 3. – С. 32-35.

УПРАВЛЕНИЕ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТЬЮ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ (НА ПРИМЕРЕ ПАО «НК РОСНЕФТЬ»)

Ж.О. Селенчук

Научный руководитель – профессор Э.Г. Матюгина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Промышленная безопасность является одним из важнейших аспектов деятельности предприятий вне зависимости от их отраслевой и страновой принадлежности, что связано с обеспечением защищенности жизненно важных интересов личности и общества от аварий на опасных производственных объектах и их последствий. Это позволяет выделить такие компоненты промышленной безопасности как соблюдение режима эксплуатации опасного производственного объекта, охрана труда (ОТ), пожарная и экологическая безопасность или охрана окружающей среды (ОС).

В России совокупный годовой материальный ущерб от техногенных катастроф и аварий, включая затраты на их ликвидацию, составляет десятки миллиардов рублей, причем наибольший удельный вес занимают аварии на опасных производственных объектах (ОПО) нефтегазового комплекса. Именно поэтому крупные предприятия данной отрасли, активизировали деятельность в области промышленной безопасности. Управление промышленной безопасностью предполагает реализацию мер текущего и превентивного характера, реализуемых в рамках

СЕКЦИЯ 18. ЭКОНОМИКА МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. ГОРНОЕ ПРАВО

оперативного и/или стратегического периодов. Значимость данного вопроса подтверждается ориентированностью экологической политики, политики в области ПБ, охраны труда на международные стандарты, разработкой собственных стратегий развития, системы регламентов и т.д.

Рассмотрим, как управление ПБ осуществляется на предприятии ПАО «НК Роснефть». На предприятии действует Политика в области промышленной безопасности и охраны труда и Политика в области охраны окружающей среды, которые регламентируют деятельность предприятия, связанную с рассматриваемой областью.

В компании успешно функционирует интегрированная система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды (ИСУ ПБОТОС), построенная на принципах непрерывного совершенствования. В соответствии с установленными процедурами ИСУ ПБОТОС на регулярной основе оцениваются и ранжируются риски в области ПБОТОС, устанавливаются цели и задачи, разрабатываются и внедряются меры управления рисками, проводится систематический контроль, мониторинг и анализ деятельности в области ПБОТОС [3].

Уполномоченные организации с 2006 года в рамках ежегодных аудитов подтверждает соответствие ИСУ ПБОТОС Компании требованиям международного стандарта ISO 14001:2004, устанавливающего требования к системам экологического менеджмента, и стандарта BS OHSAS 18001:2007, регламентирующего требования к функционированию систем менеджмента охраны труда и производственной безопасности [3].

Сертификация внутренних систем компании Роснефть на соответствие международным стандартам отражает стратегическое направление деятельности, а также в некоторой степени является действием, предупреждающим аварии, несчастные случаи и т.п.

Эффективность управления промышленной безопасностью на предприятии ПАО «НК Роснефть» оценивается на основе следующих показателей:

количества аварий, произошедших на предприятии за определенный период;

коэффициента смертельного травматизма, рассчитанный как количество пострадавших на 100 млн отработанных часов [1].

В таблице 1 представлены значения основных показателей промышленной безопасности ПАО «НК Роснефть» за период 2012 – 2016 гг.

Таблица 1

Динамика показателей ПАО «НК Роснефть» за период 2012 - 2016 гг.

Наименование показателя	Период				
	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.
Количество аварий	1	3	10	9	8
Абсолютное изменение	-	+2	+7	-1	-1
Коэффициент смертельного травматизма (пострадавшие на 100 млн. отработанных часов)	2,02	2,14	3,98	4,759	2,285
Абсолютное изменение	-	+ 0,12	+ 1,84	+ 0,779	- 2, 474

В 2016 году на предприятии ПАО «НК Роснефть» уровень травматизма, связанного с производством, снизился более чем на 30%, по сравнению с предыдущим годом. Если рассмотреть в динамике, коэффициент смертельного травматизма почти вернулся к уровню 2012-2013 годов и снизился почти в два раза в сравнении с предыдущими двумя годами и составил 2,285 [2].

На рисунке 1 представлены затраты компании, связанные с реализацией программ промышленной безопасности [1].

Согласно данным представленным на рис. 1, с каждым годом все больше и больше средств вкладывается в обеспечение промышленной безопасности и охраны труда в своих подразделениях. В 2016 году рост затрат составил около 20% относительно прошлого периода [3]. Эти средства направлены на обеспечение:

- стабильной и безопасной производственной деятельности без аварий и несчастных случаев;
- безопасных условий труда сотрудников компании;
- и сохранение здоровья населения, проживающего в регионах работы компании.

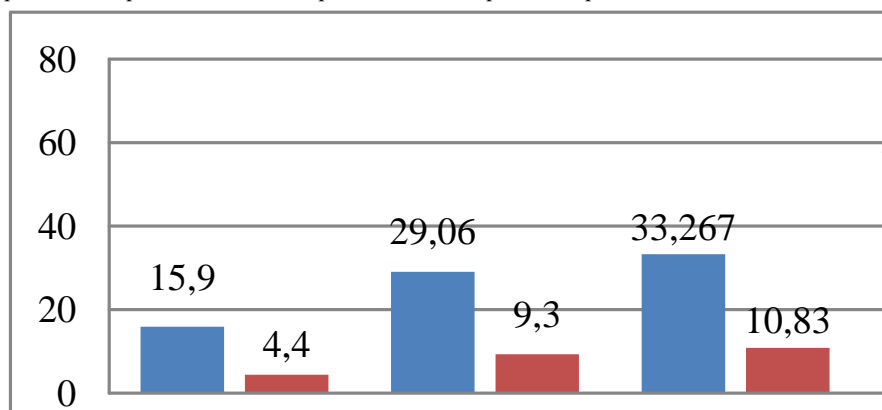


Рис.1 Динамика затрат ПАО «НК Роснефть» на ПБиОТ за 2012-2016 гг [1]

Деятельность ПАО «НК Роснефть» в 2016 году в области промышленной безопасности включает в себя различные направления и мероприятия (табл. 2). Так как действия персонала могут спровоцировать возникновение аварийных ситуаций необходимо формирование свода соответствующих компетенций работников, в т.ч. посредством информирования, обучения и вовлечения сотрудников в поддержание промышленной безопасности ОПО. Так, ПАО «НК Роснефть» осуществляет комплекс мер по непрерывному совершенствованию навыков сотрудников в сфере ПБ и ОТ, созданию условий для их активного участия в поддержании безопасности технологического процесса, формированию культуры безопасного поведения [2].

Таблица 2

Мероприятия по охране труда и промышленной безопасности ПАО «НК Роснефть»

Наименование мероприятий	Наименование предприятия
	Роснефть
Обучение работников	Обучение прошли 650 работников (2 254 человеко-курса) по внутренним корпоративным курсам «Лидерство в области ПБОТ», «Расследование происшествий», «Оценка и управление рисками в области ПБОТОС».
Организация конкурсов	По результатам ежегодного конкурса-смотр на лучшее Общество была введена практика формирования рейтинга в области ПБОТ
Информирование	Разработана и принята к использованию серия плакатов «Золотые правила безопасности труда»; Внедряется практика использования памятки и кратких чек-листов для обязательной проверки состояния ПБОТ при посещении объектов Обществ Группы командированными работниками ПАО
Аттестация работников, специализированные инструктажи и учения	Была проведена аттестация работников по «Золотым правилам безопасности труда»
Акции	Была внедрена практика проведения акций, посвященных Международному дню охраны труда
Построение обратной связи	Проведение анкетирования сотрудников различных бизнес-блоков, а также руководителей для определения уровня культуры безопасности труда

Эффективность и результаты реализации мероприятий в области ПБ и ОТ на предприятии ПАО «НК Роснефть» отражаются в значениях основных показателей – в 2016 году произошло снижение количества аварий, значение коэффициента смертельного травматизма снизилось. Обеспечение эффективности промышленной безопасности требует значительных денежных затрат, однако эти затраты окупаются за счет минимизации рисков и предупреждения аварий, несчастных случаев и других чрезвычайных ситуаций.

Управление промышленной безопасностью является важным звеном в успешном и безопасном функционировании предприятия как единой системы. Контроль и оценка результатов деятельности позволяют скорректировать направления деятельности предприятия в области промышленной безопасности и охраны труда, тем самым выявляя узкие места и недостатки компании.

Литература

1. Жирова Е.И., Селенчук Ж.О. Контроллинг как инструмент системы управления промышленной безопасностью на предприятиях нефтегазового комплекса // Актуальные вопросы права, экономики и управления - Пенза, 2017 г – Т.2. – С. 164 – 167.
2. Отчет в области устойчивого развития ПАО «НК «Роснефть» 2016 г. Электронный ресурс//: URL: <https://www.rosneft.ru/Development/reports/> (дата обращения 12.01.2018)
3. Промышленная безопасность, охрана труда и окружающей среды ПАО «НК «Роснефть» Электронный ресурс//: URL: <https://www.rosneft.ru/Development/HealthSafetyandEnvironment/> (дата обращения 15.01.2018)

АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

С.Е. Сенников

Научный руководитель – доцент О.В. Пожарницкая

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Когда текущая глобальная добыча нефти приближается к своему пику, а выбросы углекислого газа в атмосферу приводят к глобальному потеплению, появляются угрозы изменения климата в сочетании с большими препятствиями для дальнейшего развития традиционных источников энергии, поэтому важно, чтобы большое внимание уделялось ряду экологически чистых возобновляемых источников энергии, которые будут играть важную роль в предотвращении предстоящего будущего энергетического кризиса [1, 6].

Уделим внимание биомассе водорослей как потенциальному источнику будущего биотоплива.

Они требуют меньше земли и могут применяться для сокращения выбросов CO₂ в атмосферу, имеют большие перспективы, являются единственным возобновляемым источником энергии, который может удовлетворить глобальный спрос на транспортные топлива, одновременно устраняя проблемы накопления углерода и глобального потепления.



Рис. 1 Собранные водоросли

Водоросли демонстрируют несколько привлекательных особенностей и преимуществ [2]. Их можно выращивать практически в любом месте, даже на сточной или соленой воде, не нуждаются в плодородных землях или продовольственных культурах, насыщены энергией и маслом с очень высоким урожаем на акр, требуют только солнечного света и воды, которые не подходят для употребления в пищу или для использования в сельском хозяйстве. Нужно не много времени, чтобы вырасти, поскольку имеют высокую эффективность преобразования фотонов, экологичны, не токсичны, не содержат серы и очень биологически разлагаемы.

Растут в 20-30 раз быстрее, чем продовольственные культуры, содержат в 30 раз больше топлива, чем эквивалентное количество других

источников биотоплива, таких как соя, рапс, ятрофа или даже пальмовое масло. Самое главное, водоросли требуют CO_2 для роста, что означает, что они могут использоваться для биофиксирования и биоремедиации. По мере того, как они растут, масло собирается на топливо, а оставшиеся побочные продукты из зеленой массы можно использовать в рыбоводческих и устричных фермах, а также из них можно получать водород посредством биохимических процессов, газификации и парового риформинга.

По сравнению с другими источниками возобновляемой энергии, такими как ветер, солнечная энергия, геотермальная энергия, энергия приливов и т. д., энергия, полученная водорослями, более контролируема и стабильна по сравнению с наземной биомассой.

Существует более 100 000 штаммов водорослей с различными соотношениями трех основных типов молекул: масла, углеводов и белков. Штаммы водорослей с высоким содержанием углеводов, а также масла производят крахмалы, которые могут быть разделены и ферментированы в этанол; оставшиеся белки можно превратить в зерна.

Установки для выращивания водорослей могут быть построены на прибрежных землях, непригодных для обычного сельского хозяйства. Культивирование микроводорослей с использованием энергии солнечного света может проводиться в открытых прудах, закрытых прудах или закрытых фотобиореакторах на основе трубчатых, плоских пластин или других конструкций [3].

Водоросли могут также расти на маргинальных землях, например, в пустынных районах, где грунтовые воды являются солеными. Могут удвоить свой объем в течение ночи и способны давать 15-25 т сухих биомасс на гектар в год [4]. В отличие от другого биотопливного сырья, такого как соя или кукуруза, его можно собирать изо дня в день. До 50% массы тела водорослей состоит из масла, тогда как масличные пальмы в настоящее время являются крупнейшим производителем масла для производства биотоплива, что составляет примерно 20% от их веса в масле.

Возможным источником питательных веществ для водорослей являются сточные воды, сельскохозяйственные стоки. Анаэробное перераживание сточных вод (аналогично другим органическим отходам) дает смесь двуокиси углерода, метана и органических удобрений.

Энергия, которую высокоэнергетический штамм вкладывает в добычу нефти - это энергия, которая не инвестируется в производство белков или углеводов. Виды водорослей с более низким содержанием масла, не требующие отвлечения энергии от роста, имеют более малое время роста в более суровых условиях открытой системы. В целом, открытые пруды представляют собой самый дешевый способ добычи водорослей в больших количествах.



Рис. 2 Получение биотоплива из водорослей

Открытый метод выращивания намного дешевле строить и эксплуатировать, масштабы могут быть увеличены до нескольких гектаров. Добыча биотоплива из водорослей хороша, если рассматривать ее вместе с производством высокоценных побочных продуктов, таких как биоудобрения, биополимеры и т. д.

Согласно недавней оценке МЭА, биоэтанол и биодизель могут достигнуть 10% мирового потребления топлива для транспорта к 2025 году [5].

Самая большая доля приходится на Соединенные Штаты Америки - 48% биотоплива в мире. Самый распространенный вид биотоплива - биоэтанол, его доля составляет 82% всего производимого в мире топлива из биологического сырья. Ведущими его производителями являются США и Бразилия. На 2-м месте находится биодизель. В Европейском Союзе сосредоточено 49% производства биодизеля. Объем мирового производства биотоплива с 2000 года увеличился в семь раз – с 16 млрд. литров в 2000 году, до 110 млрд литров в 2012 году. При этом биотопливо составляет в Бразилии (20,1%), Соединенных Штатах (4,4%) и Европейском Союзе (4,2%) от общего объема используемого жидкого (моторного) топлива.

Таким образом, биоэнергия – это важный компонент во многих будущих энергетических отраслях. Замена ископаемого топлива биотопливом представляется эффективной стратегией для удовлетворения не только будущих мировых энергетических потребностей, но также требования сокращения выбросов углерода от ископаемого топлива, может обеспечить будущие глобальные энергетические потребности устойчивым и экономичным способом.

Литература

1. Безруких П. П., Арбузов Ю. Д., Борисов Г. А. Ресурсы и эффективность использования возобновляемых источников энергии в России. – СПб.: Наука, 2002.
2. Рябов Г.А., Литун Д.С., Дик Э.П., Земсков К.А. Перспективы и проблемы использования биомассы и отходов для производства тепла и электроэнергии // Теплоэнергетика. 2006. № 7. С. 61-66.
3. Алхасов, А. Б. Энергия биомассы // Возобновляемая энергетика – 2 – е изд., перераб. и доп. – М.: Физматлит, 2012. – С. 207 – 222.
4. IEA. Energy Technology Perspectives: Scenarios and Strategies to 2050. OECD/IEA, Paris, 2008.
5. Rutchmann C. Im wald wahst Warme // Sonnenenerg. Sol. [Sonnenenergie]. 1997. N 2. P. 4-7.
6. Konovalov V. et al. Potential of renewable and alternative energy sources //IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – IOP Publishing, 2015. – Т. 27. – №. 1. – С. 012068.

АНАЛИЗ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ «СЛАНЦЕВЫХ» КОМПАНИЙ (НА ПРИМЕРЕ PENN VIRGINIA CORP)

А.А. Серебрянников, Р.К. Коротченко

Научный руководитель – доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В последнее десятилетие активизировалась добыча углеводородов из сланцевых пород, в первую очередь в США, которые занимают лидирующие позиции по инвестициям в данный сегмент [1]. Целью нашего научного исследования является анализ динамики экономических, технологических и производственных показателей, а также влияние макроэкономических процессов на деятельность компаний, разрабатывающих сланцевые месторождения углеводородов («сланцевых» компаний). В качестве объекта работы была выбрана независимая нефтегазовая компания «Penn Virginia Corporation», занимающаяся разведкой, разработкой и добычей нефти, газового конденсата и природного газа. Данная компания в полной мере ощутила на себе потрясения нефтяного рынка в последнее десятилетие, поэтому анализ экономических показателей компании поможет понять процессы, связанные с рынком сланцевых углеводородов в целом.

Основная доля добычи углеводородов компании на текущий момент (около 95 %) осуществляется на месторождении Eagle Ford, которое является сланцевым нефтегазоконденсатным месторождением. Это одно из самых крупных активно разбуриваемых месторождений сланцевых углеводородов в мире. [2] Стоит уточнить, что размер данного месторождения обусловил деление его на участки и разработку несколькими компаниями, в числе которых «Xto Energy Inc.», «Devon Energy», «EOG Resources», «OXY USA», «Apache Corp.», «Sabine Oil&Gas LLC» и др. Остальные 5 % добычи со сланцевого месторождения Granite Wash. Добыча углеводородов ведется с помощью технологии многостадийного ГРП, что приводит к большой себестоимости добычи, к тому же наблюдается нерациональная разработка залежи.

Основываясь на данных отчетов компании [3], были построены корреляции добычи нефти и фонда нефтяных скважин (см. Рис. 1), добычи газа и фонда газодобывающих скважин (см. Рис. 2), выручки, чистой прибыли и цены на нефть (см. Рис. 3), затрат на геологоразведочные работы и цены на нефть (см. Рис. 4).

Исходя из Рис. 1, добыча нефти по компании Penn Virginia Corp. растет до 2015 года прямо пропорционально фонду добывающих скважин, что абсолютно логично. Ввод новых эксплуатационных скважин позволяет наращивать производственные мощности компании, однако после 2015 года заметен резкий спад добычи нефти, несмотря на то, что в 2016 году компания даже ввела в эксплуатацию еще две новых скважины. Объяснить данный парадокс весьма просто: несмотря на то, что темпы разбуривания месторождения «Eagle Ford» довольно высокие, компания форсирует добычу углеводородов. На забоях добывающих скважин намеренно создаются низкие давления, в следствие чего в начальный период эксплуатации скважины дают очень большие значения притока, но затем происходит резкое снижение эксплуатационных показателей. При форсировании отборов газ выделяется в пласте и трещинах, тем самым блокируя поступление нефти в скважину. Политику форсирования добычи углеводородов возможно проводить при высоких темпах разбуривания. Однако, как видно из Рис. 1, в 2014 году количество введенных в эксплуатацию скважин начало резко сокращаться. Это явилось следствием падения цен на

нефть (снижение прибыли, сокращение бурения) и повлекло за собой негативные для компании последствия, основное из которых – сокращение добычи. К тому же, ресурсная база в этот период значительно сокращалась. Очевидно, что политика форсированной добычи является нерациональной и даже опасной для компании в условиях падения цен на нефть.



Рис. 1 Корреляция добычи нефти и фонда добывающих скважин



Рис. 2 Корреляция добычи газа и фонда газовых скважин

Исходя из Рис. 2, наблюдаем, что добыча газа по компании Penn Virginia Corp из года в год стабильно падает прямо пропорционально фонду газовых скважин. Это связано с политикой компании в отношении добычи газа и газовых залежей, которые они разрабатывают. С 2012 года компания решила постепенно отказаться от добычи газа в пользу нефти, а в 2014-2016 гг. Penn Virginia Corp. и вовсе продала свои активы на двух газовых и одном газоконденсатном месторождении. Объясняется данное решение тем, что в Техасе существует проблема с реализацией газа, в следствие чего большая часть добываемого газа просто-напросто сжигается. [4]

Исходя из Рис. 3, наблюдается прямо пропорциональная зависимость выручки компании от цены на нефть. Оба показателя растут до 2013 года, а затем резко падают. Стоит отметить, что компании некоторое время удавалось удерживать положительную динамику выручки, несмотря на снижение цен на нефть, но в итоге рыночная ситуация сложилась не в пользу компаний нефтегазовой отрасли. Чистая прибыль же, в отличие от выручки, падает, даже несмотря на рост цен на нефть в 2011-2012 гг. Это объясняется тем, что в данный период компания имела большие долги по кредитам. Давление долговых обязательств как раз и привело к тому, что с 2011 года компания перестала приносить чистую прибыль, а в 2015 году достигла максимальных значений убытка. Penn Virginia, как и ряд других компаний, разрабатывающих сланцевые залежи, обанкротилась, и лишь реструктуризация долга и реорганизация помогли компании выйти из кризиса.

Исходя из Рис. 4, можно сделать вывод, что пик финансирования геологоразведочных работ пришелся на 2011 год, что связано с началом разработки месторождения. В последующие годы выделение средств на ГРП постепенно сокращается, что связано с началом активного разбуривания месторождения и разработки накопленной ресурсной базы. Политика компании в данный момент направлена на непосредственное получение прибыли за счет эксплуатации наработанной ресурсной базы, и на развитие других потенциально благоприятных участков месторождения с прицелом на будущее было решено не выделять денежных средств, чтобы немного разгрузить смету затрат. Отсутствие новых участков для разработки, ухудшение продуктивности на старых вкупе с падением цен на нефть также способствовали финансовой неустойчивости Penn Virginia Corp.

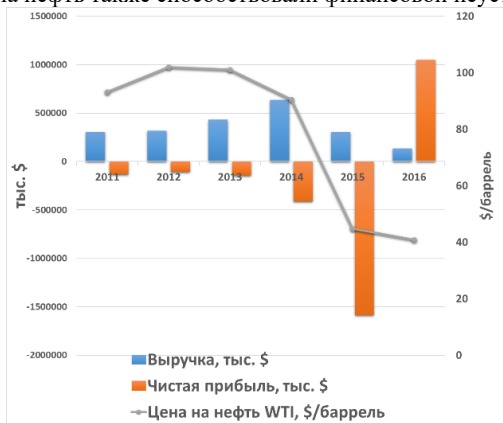


Рис. 3 Корреляция выручки, чистой прибыли и цены на нефть

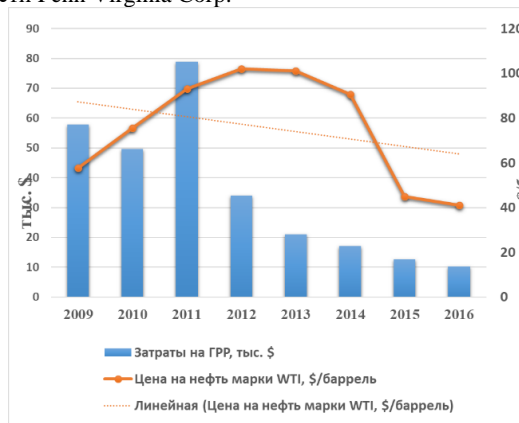


Рис. 4 Корреляция цены на нефть и затрат на геологоразведочные работы (ГРП)

В конечном итоге, анализ американского рынка сланцевых углеводородов показал, что, в целом, все мелкие нефтегазовые компании одинаково зависят от макроэкономической обстановки в стране, поэтому по примеру Penn Virginia Corporation можно сделать ряд выводов для аналогичных компаний:

- изменение цены на нефть существенно сказывается на финансовом положении компаний, разрабатывающих сланцевые месторождения, и их производственном потенциале;
- при снижении цены на нефть ниже 45 \$/баррель добыча сланцевых углеводородов становится нерентабельна, т.к. технологии разработки сланцевых месторождений трудоемки и энергозатратны, и при снижении цены до указанного значения появляется угроза некупаемости капитальных вложений;
- форсированная добыча углеводородов приводит к быстрому истощению добывающих скважин, что в условиях пониженной цены на нефть приводит к резкому падению прибыли и появляется риск привести компанию к банкротству.

Литература

1. Сланцевая нефть в США и мире // URL: <http://complex-oil.com/novosti-kompanij/slancevaya-neft-v-ssha-i-mire.html>
2. Eagle Ford News // Eagle Ford Shale URL: <https://eaglefordshale.com/> (дата обращения: 12.10.2017).
3. Annual reports pursuant to section 13 or 15(d) of the securities exchange act of 1934 // URL: https://ir.pennvirginia.com/annual-reports?form_type=10-K&year= (дата обращения: 12.08.2017).
4. Хуршудов А. Перспективы «сланцевой нефти» так же прозрачны, как и сланцевого газа. Агентство НефтеГазовой Информации. – 2014.

ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА «КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМ СЕПАРАЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ОБЪЕКТОВ ПОДГОТОВКИ И КОМПРИМИРОВАНИЯ ГАЗА»

Е.В. Синева

Научный руководитель – доцент О.В. Пожарницкая

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время развиваются процессы реформирования российских компаний, ведется поиск путей повышения эффективности их работы. Наряду с проведением институциональных преобразований на первый план выходят вопросы реконструкции и модернизации производства, для проведения которых требуется привлечение финансовых ресурсов. И если компания нуждается в привлечении дополнительного капитала, то инвестиционный проект играет для нее роль визитной карточки. В мировой практике практически все инвестиционные проекты описываются с помощью бизнес-планов. В венчурные фирмы поступают тысячи бизнес-планов в год. Их также запрашивают коммерческие банки, промышленные компании, индивидуальные инвесторы. Бизнес-план – это общепринятое средство деловой информации.

Оценка экономической эффективности инвестиций является наиболее ответственным этапом принятия инвестиционного решения, от результатов которого в значительной мере зависит степень реализации цели инвестирования.

Основная задача, решаемая при оценке экономической эффективности инвестиционных проектов, – выяснить и убедительно обосновать, что реализация того или иного проекта (а стало быть, и определенной комбинации строительных, технологических, финансовых и т.п. проектных решений) «полезна», «выгодна» или, наоборот, «невыгодна», «нерациональна» по тем или иным причинам.

Целью данной работы является рассмотрение экономической эффективности инвестиционного проекта, оценка и рассмотрение результатов на конкретном примере. Объектом настоящего исследования является Общество с ограниченной ответственностью «РН-Ванкор», дочернее предприятие публичного акционерного общества «НК «Роснефть».

В ходе эксплуатации газокomppressorной станции высокого давления 1,2 очередь (далее ГКС ВД) ООО «РН-Ванкор» выявлена неэффективность существующих внутренних сепарационных устройств входных сепараторов, в связи с чем отмечен регулярный выход из строя фильтр-патронов на сепараторах V-27001А-Е ГКС ВД 3 очередь.

При оценке эффективности работы сепарационного оборудования до замены внутренних устройств можно констатировать, что блоки входных сепараторов не выполняют своего функционального предназначения.

Одной из причин низкой эффективности работы блока входных сепараторов газа ГКС ВД 1,2 является отсутствие гидрозатвора. Как следствие, происходит вынос капельной жидкости из сепараторов вместе с газом. При последующем движении газа по трубопроводу, под действием гравитационно-инерционного механизма осаждения, происходит сепарация капель жидкости, но уже за пределами сепараторов С-1.1...3.1, С-1.2...3.2, - в коллекторе выходящего газа Ду 1000.

Вторая причина низкой эффективности работы сепараторов в забивании дисперсными частицами и механическими примесями газожидкостного потока при приеме газа. Как следствие, это приводит к увеличению гидравлического сопротивления сепараторов.

Риски: невыполнение производственного показателя бизнес-плана по объему использования газа, включая закачку газа в пласт для нужд ППД и сдачу газа в ГТС ПАО «Газпром».

С целью достижения требуемых показателей по качеству подготовки и сепарации газа было предложено:

1. Для оценки эффективности сепарации предложено осуществить врезки узлов отбора проб газа;
2. Произвести замеры содержания капельной жидкости в газовых потоках на различных участках технологических установок;

3. Произвести замену внутренних устройств сепараторов С-1.1, С-2.1, С-3.1 и сепарационной секции абсорберов С-2801-1/2;

4. Оценить целесообразность тиражирования указанных решений на оставшихся аппаратах;

5. Оценить эффективность существующих массообменных устройств абсорбера С-2801-1/2 и необходимость их замены.

Для оценки любого проекта используют понятие экономической эффективности. Механизмом оценки выступает сопоставление затрат и выгод в критериальном или денежном выражении.

Для нормального экономического решения необходимо превышение потенциальной выгоды (В) над затратами (С)

$$B - C > 0 \quad (1)$$

Для оценки экономической эффективности сепарационного оборудования ГКС ВД 1,2 очередь, полученной в результате внедрения модернизированных сепарационных устройств будем использовать следующие показатели:

– затраты на проведение работ по периодическому сливу конденсата из коллектора выходящего газа D_y 1000, его транспортировку и хранение, C_1 , тыс. руб. в год;

– затраты на проведение работ по периодическому сливу из скрубберов 1-й ступени V-100-1.1÷6.1 (V-100-1.2÷6.2), его транспортировку и хранение, C_2 , тыс. руб. в год;

– затраты на модернизацию сепарационного оборудования газокompрессорной станции высокого давления первой и второй очередей (ГКС ВД 1,2 очередь), C_3 , тыс. руб.

Таким образом, выражение для расчета экономической эффективности от внедрения модернизированных сепарационных устройств можно представить в следующем виде:

$$\mathcal{E} = (B_1 + \sum B_i) - (C_1 + C_2 + C_3), \quad (2)$$

здесь B_1 – выгода от реализации газового конденсата, уловленного в кубовой части модернизированных сепараторов, тыс. руб. в год; $\sum B_i$ – прочие выгоды, тыс. руб. в год; C_1 – затраты от реализации газового конденсата, уловленного в кубовой части сепараторов до модернизации, тыс. руб.; C_2, C_3 – см. выше.

Рассчитаем экономическую эффективность от реализации уловленного газового конденсата после внедрения модернизированных сепарационных устройств, без учета стоимости работ по модернизации сепаратора:

$$B_c = m_c \cdot 24 \cdot 365 \cdot \Pi, \text{ тыс. руб. в год,}$$

где m_c – объем конденсата, который выделяется в кубовой части модернизированных сепараторов ГКС ВД 1, 2 очередь, $m_{c-2.1} = 16,07$ кг/час; $m_{c-3.1} = 17,36$ кг/час;

Π – цена конденсата, который выделяется в кубовой части модернизированных сепараторов ГКС ВД 1,2 очередь, Π , тыс. руб./1 т.

Для сепаратора С-2.1:

$$B_{(c-2.1)} = 16,07 \cdot (10)^{-3} \cdot 24 \cdot 365 \cdot 16,250 = 2\,287,56 \text{ тыс.руб. в год}$$

$$C_{(c-2.1)} = 0 \text{ тыс. руб. в год}$$

$$\mathcal{E} = B_{(c-2.1)} - C_{(c-2.1)} = 2\,287,56 \text{ тыс. руб. в год}$$

Таким образом, экономическая эффективность от улавливания и реализации газового конденсата после внедрения модернизированных сепарационных устройств, рассчитанная без учета стоимости работ по монтажу и других затрат для сепаратора С-2.1 составила 2 287, 56 тыс. руб. в год.

Для сепаратора С-3.1:

$$B_{(c-3.1)} = 17,36 \cdot (10)^{-3} \cdot 24 \cdot 365 \cdot 16,25 = 2\,471,19 \text{ тыс. руб. в год}$$

$$C_{(c-3.1)} = 0 \text{ тыс. руб. в год}$$

$$\mathcal{E} = B_{(c-3.1)} - C_{(c-3.1)} = 2\,471,19 \text{ тыс. руб. в год}$$

Экономическая эффективность от улавливания и реализации газового конденсата после внедрения модернизированных сепарационных устройств, рассчитанная без учета стоимости работ по монтажу и других затрат для сепаратора С-3.1 составила 2 471,19 тыс. руб.

Так как в данные расчеты входят данные, которые могут представлять коммерческую тайну Общества (C_3), - расчет экономической эффективности может быть представлен в критериальной форме, например, для сепаратора С-2.1:

$$\mathcal{E}_{(c-2.1)} = 2\,287,56 \text{ тыс.руб.} + \sum B_i - (C_1 + C_2 + C_3), \text{ тыс. руб. в год.} \quad (3)$$

В случае предоставления необходимых исходных данных для расчета показателей ($C_1 + C_2 + C_3$), расчет экономической эффективности будет представлен в стоимостной форме, т.е. в денежных единицах.

Соответственно, для сепаратора С-3.1:

$$\mathcal{E}_{(c-3.1)} = 2\,471,19 \text{ тыс.руб.} + \sum B_i - (C_1 + C_2 + C_3), \text{ тыс. руб. в год.} \quad (4)$$

Для оценки экономической эффективности абсорбционного оборудования КУПГиК (Система 28), полученной в результате оптимизации существующей технологической схемы установки осушки ПНГ будем использовать следующие показатели:

– периодичность полной замены раствора ТЭГ, циркулирующего в системе осушки газа в абсорберах С-2801-1/2, C_1 ,

– затраты на электроэнергию для перекачки раствора ТЭГ, C_2 , тыс. руб. в год;

– затраты на модернизацию сепарационного оборудования абсорбера осушки С-2801-1, C_3 , тыс. руб.;

– затраты на обеспечение работы ПХУ (пропаново-холодильная установка), C_4 , тыс. руб. в год;

– прочие затраты, C_5 , тыс. руб. в год;

Выражение для расчета экономической эффективности от оптимизации технологической схемы осушки можно представить в виде разности затрат: до и после оптимизации технологической схемы:

$$\mathcal{E} = (C_1 + C_2 + C_3 + C_4 + C_5) - (C_{1\Delta 1} + C_{2\Delta 1} + C_{4\Delta 1} + C_{5\Delta 1}), \text{ тыс. руб. в год.} \quad (5)$$

Рассмотрим детально статью затрат C_1 .

Массовый расход циркулирующего раствора ТЭГ в системе осушки до оптимизации составляет, $M_{ТЭГ} = 14,57$ т. Предположим, что для обеспечения работы системы осушки Общество закупает $M_{ТЭГ} = X_1$ т/год по цене $Ц_{ТЭГ} = 75\ 000$ руб./т. Периодически, необходимо полностью заменять раствор ТЭГ, циркулирующий в системе осушки газа в абсорберах С-2801-1/2. Следовательно, закупленной массы ТЭГ достаточно для обеспечения полной замены ТЭГ в системе 28 с кратностью n :

$$n = (M_{ТЭГ}) / (M_{ТЭГ^0}), \quad (6)$$

где $M_{ТЭГ}$ – масса ТЭГ, закупаемая для обеспечения работы системы осушки, т/год; $M_{ТЭГ^0}$ – массовый расход раствора ТЭГ, циркулирующего в системе осушки до оптимизации, т.

$$n_1 = (X_1) / (14,57) \text{ (год)}$$

То есть, закупленной массы ТЭГ достаточно для обеспечения полной замены ТЭГ в системе осушки N_1 раз/год. После проведения оптимизации, расход раствора ТЭГ, циркулирующего в системе осушки составит $M_{ТЭГ^1} = 7,200$ т. Теперь, закупаемой массы ТЭГ достаточно для обеспечения полной замены ТЭГ в системе осушки $n_2 = (X_1) / (7,2)$ (год)

По данным, полученным от ООО «РН-Ванкор», объем закупаемого ТЭГ не изменяется, но период между закупками ТЭГ теперь может быть увеличен в k раз:

$$k = n_2 / n_1 = X_1 / 7,2 \div X_1 / 14,57 = (X_1 \cdot 14,57) / (7,2 \cdot X_1) = 2,02 \text{ раза.}$$

Таким образом, если до оптимизации на закупку X_1 т/год ТЭГ нужно было потратить сумму

$$C_{1^0} = X_1 \cdot 75,00 \text{ тыс.руб/год,}$$

то после оптимизации данная сумма будет израсходована за период в 2,02 раза дольше.

Затраты на электроэнергию для перекачки раствора ТЭГ до и после оптимизации, C_2 :

$$C_2 = N_{\text{насоса}} \cdot Ц_{(э/э)} \cdot \tau_{\text{насоса}^0}, \text{ тыс. руб. год,} \quad (7)$$

$$C_2 = N_{\text{насоса}} \cdot Ц_{(э/э)} \cdot \tau_{\text{насоса}^1}, \text{ тыс. руб. год,}$$

здесь $N_{\text{насоса}}$ – мощность насоса, применяемого для подачи ТЭГ в абсорбер С-2801-1, кВт.час;

$Ц_{(э/э)}$ – стоимость электроэнергии, руб./кВт. час;

$\tau_{\text{насоса}^0}, \tau_{\text{насоса}^1}$ – время работы насоса до и после оптимизации, час.

Таким образом, экономическая эффективность схемы осушки может быть представлена в виде разности затрат на закупку ТЭГ до и после оптимизации, с учетом изменения их периодичности и без учета прочих статей затрат:

$$\Delta = C_{1^0} + \sum(C_{2^0} + C_{3^0} + C_{4^0} + C_{5^0}) - (C_{1^1}) / k + \sum(C_{2^1} + C_{4^1} + C_{5^1}), \text{ тыс. руб. в год} \quad (8)$$

$$\Delta = X_1 \cdot 75,00 - (X_1 \cdot 75,00) / 2,023 = X_1 \cdot 75,00(1 - 1/2,023) = 37,92 \cdot X_1 \text{ тыс. руб. в год}$$

Так как в расчеты входят данные, которые могут представлять коммерческую тайну Общества (C_3), - расчет экономической эффективности может быть представлен в критериальной форме, для абсорбера С-2801-1:

$$\Delta_{(с-2801-1)} = 37,92 \cdot X_1 + (C_{2^0} + C_{3^0} + C_{4^0} + C_{5^0}) - (C_{2^1} + C_{4^1} + C_{5^1}), \text{ тыс.руб. в год} \quad (9)$$

При очистке газа от капельной жидкости и механических примесей в С-1.2, С-2.2, С-3.2 с эффективностью 99,99% количество уловленного конденсата, рассчитанное, для этих сепараторов ориентировочно составит 96,85 кг/час.

Проведем расчет экономической эффективности от реализации уловленного газового конденсата после внедрения модернизированных сепарационных устройств в С-1.2, С-2.2, С-3.2, с учетом стоимости работ по модернизации сепаратора, проведенный по методике:

Для сепараторов С-1.2, С-2.2, С-3.2:

$$B = 96,85 \cdot 10^{-3} \cdot 24 \cdot 365 \cdot 16,25 = 13\ 787,45 \text{ тыс.руб. год}$$

$$C = 7\ 205 \text{ тыс.руб. в год}$$

$$\Delta = B - C = 13\ 787,45 - 7\ 205,00 = 6\ 582,45 \text{ тыс. руб. год}$$

Таким образом, без учета прочих выгод, экономическая эффективность от улавливания и реализации газового конденсата после внедрения внутренних устройств в сепараторах С-1.2, С-2.2, С-3.2, составит 6 582,45 тыс. руб. в год.

Замена внутренних массообменных и сепарационных устройств в сепараторах С-2.1, С-3.1 на внутренние сепарационные устройства привела к повышению эффективности их работы. При работе реконструированных сепараторов С-2.1, С-3.1 уровень уловленной жидкости в кубе аппаратов увеличился со скоростью 10...10,8 мм/час. Можно отметить увеличение эффективности сепарации капельной жидкости, – в С-2.1 на 32,13 %, в сепараторе С-3.1 – на 31,71 %.

Оценку эффективности работы существующего оборудования производили на основании результатов замеров уноса капельной жидкости на выходе из абсорберов С-2801-1/2 до и после замены внутренних устройств.

Вывод. Экономическая эффективность от улавливания и реализации газового конденсата после внедрения модернизированных сепарационных устройств, рассчитанная без учета стоимости работ по монтажу для сепаратора С-2.1 составила 2 287,56 тыс. руб. в год, соответственно, для сепаратора С-3.1 – 2 471,19 тыс. руб. в год.

Снижение затрат на эксплуатацию оптимизированной технологической схемы осушки ПНГ в абсорбере С-2801-1 может быть представлено в виде разности затрат на закупку ТЭГ до и после оптимизации, с учетом изменения их периодичности и, ориентировочно составит $37,92 \cdot X_1$ тыс. руб. в год.

Даже ориентировочные расчеты по экономической эффективности от реализации предложений дают выгоду на 6 582,451 тыс. руб. в год.

Оптимизация существующей технологической схемы установки осушки ПНГ с корректировкой обвязки не требует существенных капитальных вложений. При этом нет необходимости в закупке и установке дополнительного насосного оборудования, так как для подачи частично насыщенного ТЭГа в абсорбер С-2801-1 планируется использовать один из существующих насосов Р-2801.

Оптимизация существующей технологической схемы установки осушки газа является наиболее результативной для повышения эффективности работы комплекса установки подготовки газа и конденсата и наименее затратной для Общества.

Литература

1. <http://vn-www.rosneft.ru/>
2. <https://www.rosneft.ru/>
3. <http://start.msk.rn.ru/>
4. <http://www.findpatent.ru/patent/245/2455050.html>
5. <http://www.freepatent.ru/patents/2052272>
6. http://www.ansergm.ru/katalog_5.html
7. <http://patentdb.su/2-559718-centrobezhnyji-separacionnyji-ehlement.html>
8. <http://www.findpatent.ru/patent/234/2344869.html>
9. Отчеты производственной деятельности ООО «РН-Ванкор» по выполнению Газовой программы за 2014-2017гг.

РЕАЛИЗАЦИЯ ПРИНЦИПОВ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ ПАО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»

А.В. Сурнина

Научный руководитель – доцент М.Р. Цибульникова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

ПАО «Газпром нефть» является вертикально интегрированной нефтяной компанией, основные виды деятельности которой – разведка, разработка, добыча и реализация нефти и газа, а также производство и сбыт нефтепродуктов.

В России Компания занимает второе место по сбыту нефтепродуктов и входит в четверку лидеров по добыче и переработке нефти. Капитализация ПАО «Газпром нефти» на 31 декабря 2016 г. превысила 1 трлн руб. ПАО «Газпром нефть» ведет работу в крупнейших нефтегазоносных регионах России: Ханты-Мансийском и Ямало-Ненецком автономных округах, Томской, Омской, Оренбургской областях. Основные перерабатывающие мощности компании находятся в Омске, Москве и Ярославле, а также в городах Панчево и Нови Сад (Сербия). Кроме того, ПАО «Газпром нефть» реализует проекты в области добычи за пределами России – в Ираке, Венесуэле и других странах [1].

Компания выстраивает комплексный подход к управлению своим воздействием на социально-экономические и экологические системы, внедряет современные, соответствующие международным стандартам системы экологического и социального менеджмента.

Регулярно проводится анализ воздействия деятельности Компании на окружающую среду и общество, внимательно оценивается потенциальное социальное и экологическое воздействие новых проектов. ПАО «Газпром нефть» поддерживает активный диалог со всеми заинтересованными сторонами и стремится учитывать их ожидания при принятии управленческих решений [2].

То есть, можно сказать, что цели ПАО «Газпром нефти» в сфере устойчивого развития и социальной ответственности определяются миссией, стратегическими принципами и приоритетами Компании и представляют собой систему взаимосвязанных направлений деятельности в рамках единой стратегии «Газпром нефти». Определяя свою стратегию в области устойчивого развития, Компания учитывает мировые тренды и опыт в этой области. В комплексе принципов «Газпром нефти» нашел отражение ряд Целей в области устойчивого развития ООН (ЦУР ООН), направленных на решение значимых для мирового сообщества экономических, социальных и экологических проблем.

Одним из стратегических принципов является эффективность. Компания нацелена на непрерывное улучшение производственных и финансовых показателей, эффективно управляет своими активами. Также поддерживает эффективный баланс добычи и переработки, постоянно совершенствуя каналы сбыта и продуктовую линейку. На сегодняшний день доказанные запасы углеводородов составляют 1514 млн. т., добыча – 86,2 млн. т., переработка нефти – 41,89 млн. т. (рис.). Компания «Газпром нефть» стремится к лидерству в производственной культуре – повышение эффективности бизнес-процессов является важнейшим направлением развития, обеспечивающим оптимальное использование любых ресурсов (человеческих, финансовых, производственных) при увеличении результативности.

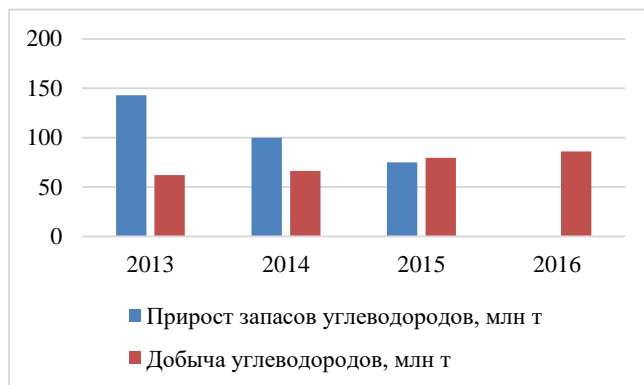


Рис. Соотношение добычи углеводородов и прироста запасов за 4 года

На рисунке отчетливо наблюдается стабильный рост добычи углеводородов, например, в 2016 г. добыча товарных углеводородов увеличилась по сравнению с 2015 г. на 6,5 млн. т. (8,2 %). И, в соответствии с этим, можно также заметить снижение прироста запасов углеводородов. В 2016 г. в сравнении с 2015 г. прироста углеводородов не наблюдалось. Поэтому «Газпром нефть» стремится к максимально рентабельному извлечению остаточных запасов на текущей ресурсной базе за счет распространения лучших практик оптимизации разработки, снижения себестоимости опробованных технологий, а также привлечения и промышленного внедрения новых.

Следующий стратегический принцип – это технологичность. Компания – интегратор новых технологических решений, направленных на рост производственных (КИН, глубина переработки) и финансовых показателей, и лидер отрасли по внедрению и использованию передовых технологий. Объем нефтепереработки в России составляет 38,66 млн. т., глубина переработки нефти – 81,8%, выход светлых нефтепродуктов – 64,4%. «Газпром нефть» – эксперт по разработке месторождений арктического региона и в работе на зрелых месторождениях, а также лидер по разработке баженновской свиты.

Еще одним важным принципом является безопасность и экологическая ответственность. Корпоративные стандарты в области безопасности – приоритет в деятельности Компании. «Газпром нефть» ставит превыше всего жизнь и здоровье своих сотрудников. Технологии добычи углеводородов, используемые «Газпром нефтью», учитывают особенности экологии территорий присутствия. Компания инвестирует в модернизацию нефтеперерабатывающих активов, повышая экологичность и безопасность.

Не менее важный стратегический принцип – привлекательность как работодателя [4]. Компания неизменно входит в число лучших работодателей страны по ключевым рейтингам. Управление в Компании строится на принципе вовлеченности всех сотрудников в решение общих задач. Работать в «Газпром нефти» – значит быть востребованным профессионалом. Сотрудникам дается возможность участвовать в масштабных проектах, повышать компетенции, становиться специалистами высокого класса, получающими достойную оплату своего труда и социальный пакет.

Таким образом, следование принципам устойчивого развития и социальной ответственности является одним из ключевых факторов долгосрочной устойчивости, в том числе финансовой устойчивости Компании.

На основе годовых отчетов ПАО «Газпром нефть» по данным финансовых показателей проведена оценка финансового состояния компании за несколько лет [3]. Рассчитаны коэффициенты ликвидности и коэффициент финансовой устойчивости. Результаты представлены в таблице.

Таблица

Показатели ликвидности и финансовой устойчивости ПАО «Газпром нефть»

Показатели/год	2013	2014	2015	2016
Чистая прибыль, млн. руб.	186720	126656	116198	209725
Рентабельность, %	0,15	0,09	0,08	0,14
Коэффициент текущей ликвидности	2,08	1,88	1,46	1,37
Коэффициент абсолютной ликвидности	0,44	0,21	0,33	0,12
Коэффициент срочной ликвидности	5,81	9,44	9,29	14,98
Коэффициент финансовой устойчивости	1,31	1,58	1,64	1,51

Полученные результаты также свидетельствуют об устойчивом положении Компании, что, в свою очередь, позволяет «Газпром нефти» продолжать выполнение основных проектов развития, и тем самым создаются условия для долгосрочного роста и реализации Стратегии Компании.

Следовательно, можно сказать, что Стратегия, реализуемая Компанией, согласуется с моделью устойчивого развития, получившей в последнее время широкое общественное признание. Основное требование устойчивого развития видится в сбалансированном и рациональном использовании производственных ресурсов в интересах нынешнего и будущих поколений. Ориентиры устойчивого развития помогают выстраивать деятельность Компании

в русле глобальных усилий, направленных на решение таких важнейших международных проблем, как обеспеченность энергией, снижение вредных выбросов, ускорение социального прогресса.

Осуществляя деятельность более чем в 80 субъектах Российской Федерации, «Газпром нефть» прилагает усилия к тому, чтобы устойчивое развитие бизнеса способствовало социально-экономическому прогрессу, улучшению экологической обстановки, росту благосостояния населения регионов.

Литература

1. ПАО «Газпром нефть» [Электронный ресурс] [сайт] URL: <http://www.gazprom-neft.ru/annual-reports/2016> (дата обращения: 14.12.2017).
2. Пожарницкая О. В. и др. Современные тенденции развития нефтегазового комплекса. – 2015.
3. Антошкина А.В. Практикум по экономике предприятия нефтегазового комплекса: учебно-методическое пособие – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 98 с.
4. Пожарницкая О. В., Цибульникова М. Р. Кадровая стратегия как фактор устойчивого развития нефтегазового сектора //Современные проблемы науки и образования. – 2014. – №. 2. – С. 395-395.

РАЗВИТИЕ ЕДИНОЙ ГОСУДАРСТВЕННОЙ СИСТЕМЫ РЕГИСТРАЦИИ ПРАВ И КАДАСТРОВОГО УЧЕТА НЕДВИЖИМОСТИ.

Э.И. Тимощенко

Научный руководитель – доцент О.В. Пожарницкая

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Вопросы закрепления сведений о правах на объекты недвижимого имущества были актуальны еще в Российской империи, однако, стоит выделить более поздние (начиная с периода земельного реформирования 90-х годов XX века) предпосылки формирования современной системы государственной регистрации прав и кадастрового учета недвижимости.

Законодательно создание современной государственной системы земельных отношений Российской Федерации началось еще в 1996 году в рамках внедрения федеральной целевой программы «Создание автоматизированной системы ведения государственного земельного кадастра», утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации от 3 августа 1996г. Реализация данной программы была назначена на 1996 – 2001 годы. Задачами программы являлись разработка и совершенствование нормативной правовой базы; формирование государственного земельного кадастра, для функционирования которого необходима разработка программных средств, разработка системного и технического проектов, осуществление информационного обеспечения системы, а также разработка подсистем защиты информации и передачи данных [5].

В результате данной программы в 2000 году вступил в силу закон о государственном земельном кадастре, который утвердил Единый земельный кадастр с общими правилами. Также осуществлена разработка единого программного обеспечения, которое было успешно внедрено примерно в 80 процентах всех территориальных органов государственного кадастрового учета Российской Федерации.

Следующим этапом в развитии системы учета недвижимости было внедрение новой федеральной целевой программы «Создание автоматизированной системы ведения государственного земельного кадастра и государственного учета объектов недвижимости (2002 - 2008 годы)». Данная программа содержала описание действий, необходимых для введения автоматизированного земельного кадастра, единой системы государственной регистрации прав и для создания требуемых технических условий и систем. Для создания нормативной базы запланированного кадастра объектов недвижимости был разработан Федеральный закон Российской Федерации "О государственном кадастре недвижимости", вступивший в силу 1 июля 2008 года. Закон регулирует отношения, возникающие в связи с ведением государственного кадастра недвижимости, осуществлением государственного кадастрового учета объектов недвижимости и кадастровой деятельности, а также устанавливает основные функции органа кадастрового учета. Однако при осуществлении данной программы была выявлена необходимость внести поправки в ее задачи и назначение.

В августе 2005 года Правительством была принята подпрограмма «Создание системы кадастра недвижимости (2006 - 2012 годы)» в рамках федеральной программы (2002 – 2008 годы), определившая действия, которые приведут к внедрению нового кадастра недвижимого имущества. Основными задачами подпрограммы было обеспечение государственной гарантии прав на объекты недвижимости; совершенствование системы налогообложения путем внедрения базы данных, которая будет использоваться при налогообложении объектов недвижимости; модернизация государственных кадастровых реестров с целью обеспечения гражданам и юридическим лицам более свободный доступ к сведениям, содержащимся в системе, при помощи современных технологий, позволяющих повысить качество информации, что приведет к увеличению рыночной активности [3].

Эффективность внедрения данной подпрограммы заключается в создании условий для планомерного роста налоговой базы по налогам на имущество и землю, а также государственных пошлин, получаемых за осуществление государственного кадастрового учета недвижимого имущества и предоставление гражданам сведений из государственного кадастра недвижимости.

Таким образом, за время реализации данной подпрограммы объем сбора налога на землю в 2012 году увеличился в 2,9 раза по сравнению с 2005 годом.

По итогу внедрения подпрограммы на территории России был создан государственный кадастр недвижимости, позволяющий обеспечить рациональное использование земель и иных объектов недвижимости как

главнейших составляющих национального богатства Российской Федерации. На момент завершения подпрограммы в 89 кадастровых округах Российской Федерации был завершён перенос в государственный кадастр недвижимости сведений о ранее учтённых объектах недвижимого имущества, а также проведена массовая оценка объектов капитального строительства.

Вместе с тем следует отметить следующие проблемы по состоянию на 2012 год: существующие программно-технические системы, программные комплексы и другое оборудование не обеспечивают необходимую техническую поддержку при условиях постоянного увеличения объёма информации, связанного с увеличением объёма предоставленных государственных услуг, а также не соответствуют современным требованиям к защите информации; доля услуг по кадастровому учёту и регистрации прав, оказываемых посредством информационной сети «Интернет», составляет 5 процентов; доля граждан, положительно оценивших качество работы государственных органов, осуществляющих кадастровый учёт и регистрацию прав на объекты недвижимости, составляет не более 60 процентов от общего количества граждан, обратившихся за государственными услугами; доля объектов недвижимого имущества, сведения о правах на которые внесены в Единый государственный реестр прав на недвижимое имущество и сделок с ним и документы по которым переведены в электронный вид, составляет 7,2 процента от общего количества сформированных дел Единого государственного реестра прав и государственного кадастра недвижимости; рост потребности граждан в государственных услугах в сфере регистрации прав и кадастрового учёта опережает развитие ресурсного обеспечения деятельности органов учёта и регистрации недвижимого имущества [5].

Также существует проблема, заключающаяся в дефиците помещений, предназначенных для хранения архивов и их несоответствие требованиям пожарной безопасности и санитарно-техническим нормам хранения документов при постоянном росте объёма документов в сфере земельно-имущественных отношений. Таким образом, для обеспечения хранения бумажных документов используется помещения, которые по состоянию на 2012 год заполнены в среднем на 95 процентов [5].

В результате было принято решение о продолжении работы по развитию единой государственной системы кадастрового учёта и регистрации прав на недвижимое имущество с применением программно-целевого подхода.

В связи с этим в 2013 году была принята федеральная целевая программа «Развитие единой государственной системы регистрации прав и кадастрового учёта недвижимости (2014-2020 годы)» [4]. Для данной программы основными задачами являются: объединение государственного кадастра недвижимости и Единого государственного реестра прав на недвижимое имущество в единый государственный ресурс; обеспечение предоставления государственных услуг по принципу «одного окна», предусматривающего предоставление государственной услуги при единоразовом обращении заявителя со снижением числа его обращений в иные инстанции с целью сбора необходимых для проведения процедуры документов; переход к оценке гражданами, воспользовавшимися услугами органа регистрации и учёта, качества предоставляемых услуг, а также повышение качества указанных ресурсов для обеспечения инвестиционной привлекательности и роста эффективности налогообложения недвижимости.

Реализация данной программы на сегодняшний день идёт полным ходом. Одна из важнейших целей данной программы – объединение Единого государственного реестра прав на недвижимое имущество и сделок с ним и Государственного кадастра недвижимости в Единый государственный реестр недвижимости, была достигнута 1 января 2017 г. Для обзора достижения иных целей программы стоит рассмотреть статистику, приведенную на конец второго квартала 2017 года.

Согласно самым актуальным данным, полученным из официального источника, за второй квартал 2017 года в центральный аппарат Росреестра, поступило 104290 обращений. Большое количество обращений граждан (57 процентов), рассмотренных во II квартале 2017 года в Росреестре, относится к сфере государственного кадастрового учёта и регистрации прав на объекты недвижимости, предоставления сведений из Единого государственного реестра недвижимости. 49 процентов от общего количества обращений поступили в письменной форме почтовым отправлением, 41 процент – с использованием электронной почты или электронного сервиса на сайте Росреестра [1].

Важно отметить, что количество обращений в органы Росреестра по сравнению с 2012 годом посредством информационно-телекоммуникационной сети «Интернет» значительно возросло (с 5 процентов до 41 процента), что является подтверждением успешной реализации действующей государственной программы. Помимо этого, в настоящее время прослеживается планомерное снижение фактического срока регистрации права собственности, целевое значение которого установлено распоряжением Правительства Российской Федерации от 31 января 2017 г. №147-р, до 7 рабочих дней. На сегодняшний день это значение уже достигло 7 дней, но в связи с последними изменениями в законодательстве и введении способа приема обращений в органы Росреестра исключительно путем обращения в Многофункциональные центры, что увеличивает срок обработки заявления на два дня, срок регистрации права собственности составляет 9 дней.

По данным на 2012 год этот срок составлял около 20 дней [2]. Данная положительная динамика в августе текущего года отразилась на количестве поступающих в адрес Управления Росреестра обращений и жалоб и их тематике – отмечается снижение числа обращений и жалоб на нарушение Управлением сроков проведения государственной регистрации прав. Помимо этого, отмечается рост количества граждан, положительно оценивших работу органа регистрации. На сегодняшний день данный показатель перешел порог в 90 процентов, по сравнению с 60 процентов в 2012 году. Приведенные данные свидетельствуют о положительных результатах, проделанных Управлением работ, направленных на улучшение качества предоставления государственных услуг Росреестра.

Текущая динамика изменений свидетельствует об успешной реализации государственных программ, направленных на упрощение осуществления процедур в сфере земельных отношений и рационализации использования земельных ресурсов Российской Федерации.

Литература

1. ROSREESTR: [Электронный ресурс]. URL: <https://rosreestr.ru/> (Дата обращения: 25.11.2017)
2. URL: <http://pravo.gov.ru/proxy/ips/?docbody=&nd=102042825&rdk=&backlink=1> (дата обращения: 24.11.2017).
3. URL: <http://pravo.gov.ru/proxy/ips/?docbody=&nd=102073192> (дата обращения: 24.11.2017).
4. Постановление от 10 октября 2013 г. N 903 г. Москва О федеральной целевой программе «Развитие единой государственной системы регистрации прав и кадастрового учета недвижимости (2014-2020 годы)»: [Электронный ресурс] // Официальный интернет-портал правовой информации: [сайт]. URL: <http://pravo.gov.ru/proxy/ips/?docbody=&nd=102042825&rdk=&backlink=1> (дата обращения: 24.11.2017).
5. Постановление П. Р. Ф. Об утверждении Федеральной целевой программы «Создание автоматизированной системы ведения государственного земельного кадастра и государственного учета объектов недвижимости (2002–2008 годы)» от 25.10. 2001 № 745 (ред. от 10.03. 2009) //СЗ РФ. – 1996. – №. 33.

**РОЛЬ И ЗНАЧЕНИЕ СУПЕРВАЙЗИНГА ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО И РАЗВЕДОЧНОГО
БУРЕНИЯ НА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ**

В.А. Титов, Д.Н. Петров

Научный руководитель – доцент О.В. Пожарницкая

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Согласно статистическому обзору мировой энергетики, который подготовила британская компания BP, по итогам 2016 года Россия сохранила первое место в мире по поставкам нефти и газа. В материале говорится, что Россия обеспечила 13,2% мирового экспорта нефти и 18,9% мирового экспорта газа. [3] Россия уступает по экспорту нефти лишь Саудовской Аравии, которая в 2016 году стала лидером в экспорте нефти, увеличив экспорт на 4,5% по сравнению с 2015 годом-до 375,3 миллиона тонн.

В 2016 году объём добычи нефти в России достиг рекордных значений за последние десять лет и составил 547,5 миллионов тонн. [2] Несмотря на то, что мировая экономика не полностью оправилась после кризиса, в последнее время наблюдается тенденция роста цен на нефть. Бесспорным является тот факт, что какими бы ни были внешние политические факторы, спрос на углеводородное сырьё продолжает расти. С каждым днём на рынке появляются всё новые товары из нефтепродуктов, что ведёт к увеличению потребления углеводородного сырья. Долгое время аналитики пугали тем, что мировые запасы нефти на исходе, и через 40-50 лет нефтяные ресурсы планеты будут полностью исчерпаны. Вопреки прогнозу скептиков, становится ясно, что нефтяной век, возможно, лишь достигает своего пика.

На сегодняшний день Россия является лидером в экспорте углеводородного сырья на мировом рынке. Для поддержания данного статуса нам необходимо ежегодно наращивать объёмы добычи нефти и газа. В связи с тем, что нефть и газ являются не возобновляемыми ресурсами, для сохранения объёмов добычи, а тем более для её наращивания, необходимо постоянно проводить поиски, разведку, оценку и строительство новых скважин на разведанных месторождениях.

Разработка месторождения является дорогостоящим мероприятием, в котором отдельной статьёй расходов можно выделить строительство скважины, что является одним из самых трудоёмких и дорогостоящих процессов. Именно поэтому нефтегазовые компании, в первую очередь, пытаются сократить объём затрат на бурение. С разделом государственной монополии в энергетическом комплексе образовалось большое количество акционерных обществ с различными формами собственности и присутствием в них государственного, частного и смешанного капитала, включая иностранные инвестиции. Учитывая накопленный мировой опыт капитализации нефтегазодобывающих компаний, отечественные предприятия энергетического комплекса приняли за вывод из своего состава непрофильных активов. Таким образом, появилось и продолжает появляться множество сервисных организаций, не принадлежащих добывающим компаниям, которые на независимой конкурсной основе участвуют в тендерах по оказанию услуг в области нефтегазодобычи.

Внедрение аутсорсинга в нефтегазовой промышленности позволило повысить эффективность деятельности нефтегазодобывающих компаний благодаря приросту ресурсной базы и увеличению добычи углеводородного сырья. Однако, одновременно с передачей ряда функций и бизнес-процессов на исполнение внешнему специализированному оператору, возникает ряд проблем. Качество работ не соответствует требованиям заказчика, мелкие операторы стремятся удержаться в бизнесе благодаря демпингу, малый размер Российских нефтесервисных провайдеров не позволяет им качественно справиться с объёмами нефтегазодобывающих компаний, большой спектр проблем экологического характера.[1] Для организации и проведения контроля различных видов деятельности, в компаниях нефтегазовой отрасли, была введена служба супервайзинга целью, которой является обеспечение необходимого качества работ и соответствие предписываемым требованиям Заказчика. Главная задача бурового супервайзера - обеспечить выполнение технологического процесса бурения скважин на нефтегазовых месторождениях в соответствии с техническим проектом и реальными условиями. Супервайзер, являясь интеллектуальным и логистическим центром на объекте строительства скважины, обеспечивает высокий уровень контроля выполнения мероприятий, направленных на выполнение основных функций предприятия. Служба супервайзинга может входить в состав нефтегазового предприятия, являясь его обособленным подразделением, либо выступать аутсорсером, принимая на себя обязанности в области управления и контроля над подрядными организациями, находясь непосредственно на объекте производства работ.

В нефтегазовой отрасли существует несколько типов супервайзинга: технологический и экологический надзор, управление сервисами, интегрированное управление проектами (Integrated Project Management).

Наибольшее распространение в России получил супервайзинг технологического и экологического надзора над строительством скважин. В данном случае он выполняет функцию надзорного органа над сервисными компаниями, осуществляющими строительство скважины под ключ. Роль супервайзера, на объекте строительства скважины, сводится к наблюдению за процессом ведения работ и контролю правильности принятия генеральным подрядчиком решений по организации бурового процесса, который должен проводиться согласно проектной документации и планов работ, согласованных с Заказчиком, в установленные графиком сроки. В случае каких-либо отклонений от проекта, супервайзер ставит об этом в известность Заказчика. После окончания строительства скважины он участвует в подготовке итоговых документов, на основании которых Заказчик определяет качество скважины, как объекта эксплуатации. Таким образом, функции супервайзера технологического и экологического надзора сводятся к сбору объективной информации и доставке ее до Заказчика работ. Супервайзинг, при управлении сервисами, является более дорогостоящим типом супервайзинга чем супервайзинг технологического и экологического надзора. Данный вид работы требует наличие высококвалифицированного персонала на объекте в круглосуточном режиме, способного управлять сервисными подрядчиками, принимать грамотные оперативные решения, ежедневно участвовать в селекторах с Заказчиком, осуществлять планирование и обеспечивать бесперебойное проведение работ на объекте. При наличии контракта, предусматривающего управление сервисными подрядчиками, нефтегазовая компания должна иметь собственную службу, обеспеченную высококвалифицированными специалистами, способными проводить технологические расчёты, составлять и согласовывать планы работ.

Как правило, при реализации проектов, предусматривающих работу Заказчика с сервисными подрядчиками, связанную с высокими рисками срыва проекта, служба супервайзинга входит в состав нефтегазовой компании, являясь его подразделением. Если рассматривать подразделение супервайзинга, являющееся аутсорсером у нефтегазодобывающей компании, то наиболее привлекательным для Заказчика является тип супервайзинга осуществляющий интегрированное управление проектами.

Интегрированное управление проектами - это полное управление проектом строительства скважины включая планирование и исполнение, а также ответственность за результат. Управляющая компания аутсорсер максимально освобождает менеджмент компании Заказчика от реализации проекта. Интегрированное управление проектами включает в себя разработку концепции проекта, анализ ранее пробуренных скважин, выбор оптимальной конструкции скважины, проведение тендера и выбор подрядчиков, разработку программ по бурению, испытанию и заканчиванию скважин, составление и утверждение регламентов, планов работ и другой сопутствующей документации. Супервайзер обеспечивает надзор и координацию работ подрядчиков по строительству скважины, оценку качества и объем оказываемых подрядчиками услуг. Контракт по данному типу супервайзинга расширяет круг прав и обязанностей исполнителя в сфере принятия технических и технологических решений по ходу строительства скважин. Возлагает на исполнителей ответственность за непроизводительное время и простои буровой бригады, расход МТР в процессе выполнения работ. Требует наличия на буровой площадке персонала высокой квалификации в круглосуточном режиме. Неотъемлемой частью работы супервайзера является строительный надзор над проектом, согласно нормативам промышленной безопасности, правилам ТБ и другим нормативным документам, регламентирующим работы по строительству скважин, а также контроль над расходом материалов на буровой. Наиболее предпочтительным для нефтегазодобывающей компании является интегрированное управление проектами. Данный тип управления проектом полностью перекладывает ответственность за принятие решений на подрядчика, обеспечивающего комплексное управление. Заказчик минимизирует свои риски и освобождает себя от необходимости содержать в своём штате высококвалифицированный и соответственно высокооплачиваемый персонал, получая при этом высококачественное выполнение работ, с предоставлением полного комплекта документов по скважине. Данный тип супервайзинга наиболее привлекателен, но и наиболее дорогостоящий.

Вывод. Нефтегазовые компании России не готовы платить за интегрированное управление проектом, предпочитая заключать контракты на супервайзинг технологического и экологического надзора, который является менее затратным видом работ. В результате вся нагрузка по управлению проектом по строительству скважины ложится на менеджмент нефтегазовой компании. Как правило, нефтегазодобывающие компании не обладают необходимым количеством высококвалифицированного персонала способного вести проекты разведочного или поисково-оценочного бурения. В результате нехватки кадров, руководство нефтегазодобывающих компаний пытается переложить часть функций, не предусмотренных контрактом, на подрядчика по супервайзингу, выполняющего технологический и экологический надзор, используя различные рычаги давления. Действия Заказчика и передаваемые супервайзеру полномочия от Заказчика в таких случаях, как правило, не правомерны, в дальнейшем подлежат оспариванию сервисными подрядчиками в суде и лишь создают нервную обстановку на объекте, увеличивая риски возникновения аварий. Таким образом, руководство нефтегазодобывающих компаний, пытаясь сэкономить на системе управления, подвергает многомиллионные проекты необоснованным рискам.

Необходимо признать, что для получения качественного результата по строительству скважины в срок, необходимо переходить от надзора к управлению. Требуется либо создавать собственные службы супервайзинга внутри нефтегазодобывающей компании, либо пользоваться услугами профессионалов сервисных компаний интегрированной системы управления проектами.

Литература

1. Котляров И. Д. Аутсорсинговая модель организации российской нефтегазовой отрасли: проблемы и пути решения // Вопросы экономики. – 2015. – № 9. – С. 45.
2. Медведев С. Экономика// INTERFAX «Электронный ресурс». 2017.
3. Урбан К. Новости// АО «Коммерсантъ» «Электронный ресурс», 2017г.

**ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ И ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ СТРАТЕГИИ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ
НА ОСНОВЕ НЕФТЕГАЗОВОГО НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ**

Д.А. Федотов, В.В. Шаламов

Научный руководитель – доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Принимая во внимание существующую экономическую ситуацию, включающую экономические санкции по отношению к России и девальвации рубля, приоритетной задачей для экономического развития страны является политика замещения иностранной продукции отечественной, т.е. политика импортозамещения. Насосное оборудование является одним из видов продукции машиностроительной отрасли, широко применяемый в, перспективно важных для экономики России, энергетической, нефтегазовой, а также горнодобывающей отраслях промышленности. В зависимости от вида насосного оборудования и области его применения доля импорта в перечисленных отраслях по разным данным [1, 2] колеблется в рамках 40-60%, а по некоторым позициям достигает даже 80 %. Во исполнение государственной политики импортозамещения в 2015 году приказами Министерства промышленности, а также Министерства торговли России №645, №653 от 31.03.2015 были утверждены планы действий по производству импортозамещения в указанных отраслях промышленности. Главными пунктами программы замещения импортной продукции в отрасли энергетики и нефтегазового машиностроения в части, которая касается оборудования насосного типа, является уменьшение к 2020 году доли импорта по главным позициям с 70-80% до 40-50%. Импортозамещением активно занимаются крупные сырьевые предприятия России, являющиеся системообразующими предприятиями Российской экономики, наиболее чувствительными к курсу государства, такие как ПАО «Сибур Холдинг», ПАО «Транснефть», ПАО «Газпром» и другие, которые реализуют собственные производственные программы по импортозамещению [3, 4]. Под процессом импортозамещения понимают относительное уменьшение или полную остановку поставки конкретной продукции из-за организации производства на аналогичном товаре на площадке. Следовательно, импортозамещающие продукты являются продуктами отечественных производителей, заменяя импортный аналог рынка из-за их более привлекательных потребительских свойств. В условиях текущей рыночной экономики принципиально, чтобы импортозамещение было произведено максимально эффективно при меньшем количестве затрат времени и финансов. То есть, для внедрения процесса импортозамещения в практическую деятельность, важное значение приобретает разработка эффективной методики проведения процесса импортозамещения. Важными на текущее время являются вопросы разработки критерия, обеспечивающего объективное сравнение импортной и отечественной продукции для производства процесса импортозамещения, критерия, который учтет уровень импортозависимости, упорядочение последовательности каждого этапа процесса. Чтобы сменить иностранное на отечественное оборудование нужно более подробно рассмотреть каждый этап, и так как данный процесс достаточно сложен в реализации, необходимо выработать эффективную методику перехода к отечественному оборудованию, рассмотренную далее в работе.

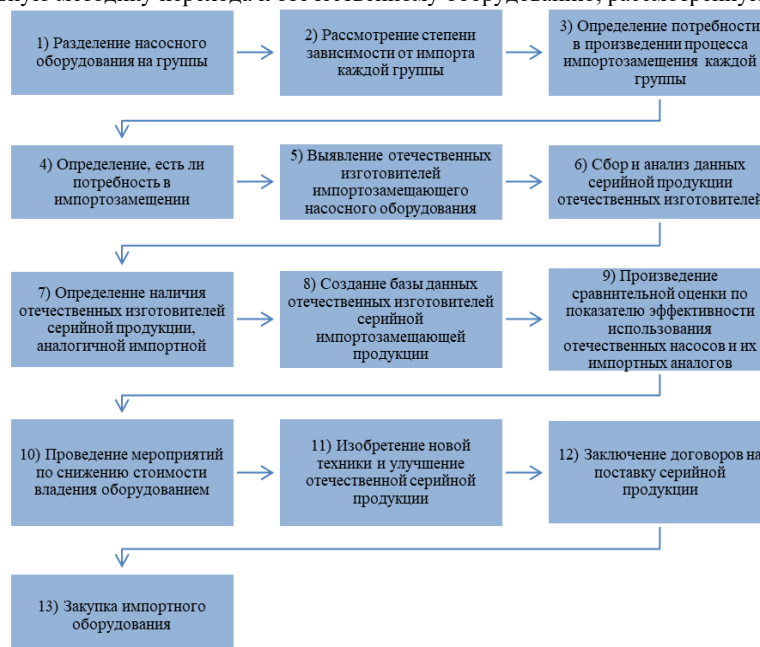


Рис. Последовательность этапов процесса импортозамещения насосного оборудования

Содержание этих этапов расписано ниже.

1) Для того чтобы оценить уровень зависимости от импорта и выявить уровень потребности в импортозамещении, необходимо разбить на группы оборудование.

2) Уровни зависимости от импорта:

уровень, характеризующий вероятность проявления отказа (техническое состояние импортного оборудования, которое зависит от степени износа);

уровень репутационных и финансовых потерь компании (нарушение поставки, эксплуатации и ремонта импортного оборудования);

степень зависимости насосов импортного производства, от поставки запасных частей конкретных фирм и проведения сервисного технического обслуживания;

уровень угрозы санкционных рисков с позиции страны-экспортера в отношении поставок в Россию.

3) Потребность в импортозамещении оценивается на основе метода Дельфи. Производится факторный анализ рисков вследствие использования импортного оборудования. Каждому фактору присваивается экспертная оценка уровня риска [5]. Расчёт суммарного уровня риска производится по формуле:

$$R = \frac{(N_n \cdot 1) + (N_c \cdot 2) + (N_b \cdot 3)}{N_{\text{общ}}},$$

где: N_b , N_c , N_n ,- число факторов соответственно высокого, среднего и низкого уровней риска; $N_{\text{общ}}$ - общее число всех факторов.

4) В первую очередь импортозамещению подвергаются группы насосного оборудования, для которых значение суммарного риска $R = 2,4...3$.

5) Выявив потребность в импортозамещении, выбирается изготовитель (поставщик), относящийся к категории отечественных.

6) Делая выбор, основываются на собранных данных о серийной продукции, которая производится отечественными изготовителями, и которая, в свою очередь, может быть использована, как альтернатива импорту.

7) В случае, если есть альтернатива импортному оборудованию в виде серийно производимой отечественной продукции, то дальнейший этап импортозамещения включает в себя формирование реестра отечественных изготовителей и выбор наиболее подходящего поставщика. Если альтернативные отечественные изготовители не найдены, то следует переходить к 11 этапу.

8) Наличие отечественных изготовителей импортозамещающей техники влечёт за собой оценку её уровня по сравнению с импортным аналогом, а также их сравнение. Сравнительной характеристикой качества насоса является показатель эффективности его использования. Эффективность объекта характеризуется соотношением полезного эффекта от использования объекта и затратами на получение этого эффекта. Полезный эффект от насосного оборудования представляет количество перекачиваемого продукта, выраженного в натуральном виде. Затраты выражаются в форме совокупной стоимости владения оборудованием. Совокупная стоимость владения включает в себя сумму всех затрат на приобретение и обслуживание объекта. Показатель эффективности использования насосного оборудования выражается по следующей формуле [6]:

$$E = \frac{\Pi}{CB},$$

где: CB – совокупная стоимость владения насосом; Π – полезный эффект.

9) При выявлении изготовителей, значение показателя эффективности использования которых выше значений соответствующих импортной техники, заключается договор на поставку оборудования этих изготовителей.

10) Одним из вариантов повышения эффективности использования техники и насосного оборудования до уровня импортных аналогов является вариант повышения со стороны эксплуатирующей организации. Для этого производят снижение статей затрат стоимости владения, относящиеся к сфере ответственности компании, к примеру: затраты на ремонт и техническое обслуживание.

11) Основной задачей является разработка отечественными изготовителями современного импортозамещающего оборудования наиболее высокого технического уровня, чем у производимой на сегодняшний день продукции.

12) В качестве потенциальных поставщиков выбираются те изготовители, у которых более высокая эффективность использования производимой продукции.

13) Если отсутствует возможность отказа от импорта, то необходимо произвести анализ рисков, которые связаны с покупкой оборудования и техники зарубежных изготовителей. Факторами оценки рисков являются: изменения валютного курса рубля, особенностей таможенного законодательства стран поставщиков, репутация фирмы изготовителя, особенностями логистики, а также возможности введения экономических санкций. Наиболее перспективными вариантами являются изготовители (поставщики) из стран с наименьшим уровнем рисков.

В конечном итоге, импортозамещение – сложный по своей структуре процесс, состоящий из множества отдельных процедур. В рамках программы импортозамещения, проводимые мероприятия не должны быть спонтанными и решение по их содержанию, последовательности и сроках проведения не должны приниматься на интуитивном уровне. Они должны иметь логическую последовательность с целью оптимизации временных и финансовых затрат на проведение, а также базироваться на четких критериях. Критерии оптимизации и представленный алгоритм позволяют создать научно-методическую основу для проведения импортозамещения насосного оборудования минерально-сырьевой компании.

Литература

1. Обзор рынка промышленных насосов в России за 2015 год. [Электронный ресурс] // Компания «Энергоснабкомплект»: [сайт]. URL: http://www.esbk.ru/news/news_2016.01.18.html (дата обращения: 14.01.2018).
2. Рынок насосного оборудования в России демонстрирует рост [Электронный ресурс] //Компания IndexBox: [сайт]. URL: <http://www.indexbox.ru/news/rynok-nasosnogo-oborudovaniya-demonstriruetrost/> (дата обращения: 14.01.2018).
3. » Белинский В.Ф. Политика ПАО «Газпром в области поддержки развития и освоения производства импортозамещающей продукции отечественными предприятиями-изготовителями [Электронный ресурс]// Ассоциация поставщиков нефтегазовой промышленности «СОЗВЕЗДИЕ»: [сайт]. URL: http://www.sozvezdye-forum.ru/assets/files/Prezantation_2015/Session%205/BelinskiyVF.pdf (дата обращения: 15.01.2018).

4. Стенограмма двенадцатого заседания Экспертного совета ОАО «АК «Транснефть» «Долгосрочная стратегия развития ОАО «АК «Транснефть» до 2020 года» [Электронный ресурс] // ПАО «Транснефть»: [сайт]. URL: <http://www.transneft.ru/news/view/id/5482/> (дата обращения: 15.01.2018).
5. Ефимов В. В. Сборник методов поиска новых идей и решений управления качеством // Ульяновск: УлГТУ. – 2011.
6. Гличев А.В. Качество, эффективность, нравственность. М: Изд-во «Премиум Инжиниринг», 2009. 406 с.

КОГНИТИВНЫЙ КАПИТАЛ КАК ФАКТОР ПОВЫШЕНИЯ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ АКТИВНОСТИ НАСЕЛЕНИЯ

А.С. Хаматова, А.С. Ивина

Научный руководитель – доцент О.В. Пожарницкая

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящий момент времени экономика всего мира переживает новый этап капиталистического развития – формируется экономика знаний. В современных экономических структурах значимость знания может сегодня считаться общепризнанной. Знание представляет собой характерный элемент современного капитализма и основу для построения новой концепции, а именно когнитивного капитализма. Когнитивная форма капитала теперь занимает ключевое место источника и приращения капитала. Эта концепция служит определению той фазы или эпохи капитализма, в которой накопление на основе эксплуатации и присвоения знания является качественно преобладающей формой накопления. В своем развитии хозяйственная система прошла несколько этапов, которые различаются основой устройства. Первый этап – это аграрная экономика, которая основывается на физическом труде. Характеризуется дефицитным ресурсом природно-ресурсного капитала. Второй этап – индустриальная, построенная на интеграции машинного труда и природных ресурсов. И, наконец, третий этап – это экономика знаний, отличительной чертой которой является базирование на интеллектуальном труде и информации.

Аграрная экономика базируется в основном на сельском хозяйстве и физическом труде, индустриальная – на системе технологий и машинного оборудования, экономика знаний – на интеллектуальной форме труда и универсальных носителях информации. Когнитивная форма экономики явила собой результат третьей революции производственных отношений. При этом первая – революция, связанная с дефицитом природно-ресурсного капитала (аграрная), вторая – промышленная революция, связанная с нехваткой индустриального капитала. А третья – революция связанная с новой экономикой знания и нехваткой когнитивного капитала. Таким образом, когнитивная форма экономики представляет собой уникально новый этап в развитии мирового капитала, в основе которого лежит интеллектуальный (когнитивный) процесс, а не индустриальный [1]. Любая экономика основана на знаниях, в той или иной мере. Трудовая деятельность человека, связанная с интеллектуальной работой, требует преждевременной постановки порядка действия, который позволяет минимизировать затраты, ускорить процесс, сделать его ресурсоэффективным. Знания отдельного человека включают в себя: формальное образование и опыт, накопленный в процессе деятельности; объекты авторского права, находящиеся в собственности этого человека; репутацию, известность этого человека в профессиональных кругах и в социуме в целом [2].

Формальное образование, как часть знаний человека, приобретает им в сфере образовательных услуг, либо в государственном учреждении за счет бюджетных мест, либо по рыночной стоимости у частных институтов. В свою очередь, совокупность когнитивного капитала личности – это предмет рыночных взаимоотношений индивидуума с промышленным предприятием, или обществом, которому эта личность предоставляет свои знания. При этом личность своим интеллектуальным трудом определяет особую часть национального богатства страны. Таким образом, знания каждого человека, входящего в состав экономически активного населения, влияют на продуктивность этой части общества, то есть на ее производительность. Производительность экономически активного населения есть человеческий капитал отнесенным к единице времени [3].

Научно доказано, что на данном этапе экономического развития большое влияние на рост экономики оказывают следующие факторы [4]:

1) природные ресурсы. Их запасы достаточно ограниченные, и также исчерпаемые, следовательно, значение природных ресурсов с каждым годом растет. Стоит заметить, что их ограниченность может стать главным фактором снижения развития и роста мировой экономики. Но разработка инновационных технологий может решить данную проблему, и сохранит прежние темпы роста. Новые технологии вовлекут в производственный процесс ранее не используемые ресурсы, либо помогут использовать имеющиеся ресурсы более эффективно;

2) увеличение численности населения, объемов трудовых ресурсов. Этот фактор неоднозначный. При росте численности населения увеличивается объем необходимых для нормальной жизнедеятельности ресурсов, которые ограничены. В итоге появляются такие социальные проблемы как безработица, голод, эпидемии, это негативные последствия. Но с другой стороны, при увеличении числа жителей, снижается стоимость рабочей силы, что позволяет расширить масштабы производства, получается, что это и положительный фактор;

3) в рамках национальной экономики увеличение концентрации капитала позволяет инвестировать в новые технические и научные разработки, человеческие ресурсы, а также расширить объемы и масштабы производства;

4) научно-техническая революция напрямую связана с выходом экономики на качественно новый уровень своего развития, поэтому этот фактор является основополагающим для экономического роста.

Факторы экономического роста и их влияние в рамках национальной экономики имеют сложные взаимосвязи. Основная задача государства – по максимуму использовать экономические факторы уже существующие, ориентировать их в нужное русло так, чтобы направить экономический рост на реализацию интересов большей части населения.

Когнитивный капитал – результат приложения, накопленного нематериального фундаментального знания и интеллектуальной деятельности человека, выражающийся в генерации инноваций, идей, изобретении или совершенствовании техники и технологий, в том числе эндоресурсных. Когнитивный капитал, как нематериальный ресурс, обладает следующими свойствами: во-первых, сохранностью (не подвергается физическому износу), во-вторых неограниченностью (не существует предела накопления знания). И в-третьих, он обладает свойством восстановления ресурсов экономики, затраченных на его производство (промышленного капитала, человеческого, когнитивного, природного). Когнитивный капитал становится основой ценообразования в экономике знаний [2, С. 897].

В принципе знания превращаются в особую форму капитала – когнитивную. В рамках новой парадигмы экономического развития когнитивный капитал занял ведущее место в национальном богатстве (до 80% у развитых стран) и в совокупном производительном капитале. Знание не является проводником стоимости используемых для его создания ресурсов, знание способствует генерации новой формы капитала.

В экономике развитых стран можно отследить, по мере развития когнитивного капитализма, две связанные между собой тенденции. Первая – в стране возрастает доля человеческого капитала, но при этом падают доли природного и произведенного капитала. Вторая тенденция – растет вклад в ВВП (валовой внутренний продукт). Благодаря этому развиваются высокотехнологичные отрасли экономики, для успешной работы которых необходим высокий уровень образования граждан. Накопление богатства в нематериальной форме (например, информации, знаний, развитие технологий и науки) в современном мире стало основополагающим фактором экономического роста и повышения уровня жизни любого их развитых государств. Таким образом, человеческий капитал в данных условиях является преобладающим фактором национального богатства стран с развитой экономической структурой.

Согласно результатам исследований, в ведущих странах от 70% до 90% ВВП определяется научно-техническим прогрессом и инновационной экономикой. В работе Погадаева С.С. и Харитоновой Н.И. делается акцент на то, что в экономически развитых государствах 60% прироста национального дохода определяется приростом знаний, а соответственно и приростом образованности общества. При этом для США оценка доли ВВП показала, что лица с высшим образованием дают свыше половины ВВП. Когнитивный капитал создается на основе ресурса – научно-технического знания, которое в процессе жизни человек (индивид) не растрчивает, а непременно наращивает без утери ценности. Другими словами, переход на новый этап развития позволяет сохранять экономическую активность на протяжении практически всей жизни благодаря наращиванию и использованию когнитивного капитала индивида, который неотъемлем от него. Без человека (индивида) научно-техническое знание – это просто информация, которую заставляет «работать» человек. Переход общества на новый этап развития, связанный с активным использованием когнитивного капитала, то есть капитала знаний, позволяет повысить экономическую активность населения.

Таким образом, государство должно поддерживать политику когнитивного развития капитала. И в настоящее время основной задачей человечества должен быть поиск наиболее эффективных форм когнитивных процессов. Так как успех экономической прогрессии, и как следствие увеличение доли человеческого капитала в мировой экономике, зависит от познавательной (когнитивной) деятельности всего экономически активного населения. А это в свою очередь зависит от возможности получить первичное образование, возможности непрерывного обучения, продуцирования и распространения новых знаний, возможности творить и создавать высокотехнологичный продукт в процессе производства. Развитие когнитивного капитала страны непременно влечет за собой повышение уровня социализации экономических отношений, а это в свою очередь усиливает целеполагание и переход к проконкурентному порядку [1]. Научными исследователями была замечена прямая зависимость производительности новейших инновационной продукции от степени развития института проконкурентного порядка [8-11]. Развитие когнитивного капитала невозможно без высокого качества человеческого капитала. Использование и наращивание индивидуального когнитивного капитала способствует повышению благосостояния как индивидуума, так и общества в целом. При этом взамен физическому труду, который процветал в эпохи индустриального капитализма. На первый план выходит применение более творческого (креативного) труда человека.

Таким образом, первостепенная задача государственной поддержки населения в современном мире состоит в обеспечении максимальных условий для развития когнитивных способностей населения, всех возрастов, статусов и категорий уровня жизни. Современный этап капиталистического развития требует постоянного притока новых знаний, идей, разработок, патентов, что и должны обеспечить люди нашего времени, при помощи поддержки и стимулирования государства и институтов знаний.

Литература

1. Рождественская Е. М. Когнитивный капитал как фактор формирования потребности в новом конкурентно-рыночном порядке // Экономика и предпринимательство. - 2014. - №10. - С. 896 – 899
2. Боровская Н.Е. Эпоха "экономики знаний" // Поиск. - 2001. - № 26. - С.10.
3. Кошелёв А. Н. Национальная экономика: конспект лекций // Бизнес. - 2008. - №5. - С. 28
4. Кошовец О.Б. Дисциплинарное воспроизводство экономического знания / Ин-т экономики РАН. М. - 2010. - 48 с.
5. Карпенко М.П. Когномика / М.: СГА. - 2009. - Глава 5. - С. 183 - 216
6. Рождественская Е. М. Формирование концепции государственно-протекционистского конкурентно-рыночного порядка в экономической теории // Научные исследования: от теории к практике. – 2015. – Т. 2. – №. 2. – С. 303-311.
7. Иноземцев В.Л. Постиндустриально / индустриальная дихотомия // Мир перемен. - 2014, № 1. - С. 144 - 147
8. Абдикеев Н.М., Аверкин А.Н., Ефремова Н.А. Когнитивная экономика в эпоху инноваций // Вестник Российского экономического университета им. Г.В. Плеханова. – 2010. – № 1. – С. 3–20

- Куликова Ю.П. Новая экономика и инновационное образование // Современные аспекты экономики. – 2012. – № 5 (177). – С. 20–24
- Matugina E. G. et al. Intensive use of energy resources regarding sustainable cities // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – IOP Publishing, 2015. – Т. 27. – №. 1. – С. 012071.
- Пожарницкая О. В., Цибульникова М. Р. Кадровая стратегия как фактор устойчивого развития нефтегазового сектора // Современные проблемы науки и образования. – 2014. – №. 2. – С. 395-395.

ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА МАТЕРИАЛЬНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ НА ПРИМЕРЕ КОМПАНИИ ПАО «ТОМСКНЕФТЬ» ВНК

В.А. Че

Научный руководитель – доцент А.А. Вазим

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Процесс материально-технического обеспечения производства направлен на своевременную поставку на склады предприятия или сразу на рабочие места требуемых в соответствии с бизнес-планом материально-технических ресурсов.

В состав материально-технических ресурсов входят: сырье, материалы, комплектующие изделия, покупное технологическое оборудование и технологическая оснастка, новые транспортные средства, погрузочно - разгрузочное оборудование, вычислительная техника и другое оборудование, а также покупное топливо, энергия, вода и т.д [2]. Так, на рисунке показана схема функционирующего предприятия [1].



Рис. Доставка МТР на объекты ПАО «Томскнефть» ВНК

В ПАО «Томскнефть» ВНК существуют различные процедуры по снабжению, учитывая типы закупаемых материалов и их роль в обеспечении основного производства [1].

1) *Типы материалов, требующие различных подходов к закупке* [3]:

Не важные материалы, стоимостью не более 50 000 руб., обеспечивающих низкую прибыль и создающих небольшой риск при поставках.

материалы на обеспечение основного производства, отсутствие которых вызывает затруднения в работе, но они не обеспечивают высокую прибыль.

материалы и оборудование, относящиеся к группе основных средств, обеспечивающие высокую прибыль и используемые при обеспечении непрерывной работы основного производства, требуют заключения более формальных отношений с поставщиками на более долгий срок.

2) *Основные методы закупок предприятия* [3]:

Закупка товара одной партией. Предполагает поставку товаров большой партией за один раз (оптовые закупки). Плюсы: простота оформления документов, гарантия поставки всей партии, повышенные торговые скидки. Минусы: большая потребность в оборудованных площадках под длительное хранение, обеспечение складов, а также замедление оборачиваемости.

Регулярные закупки мелкими партиями. Предприятие заказывает необходимое количество товаров, которое поставляется партия в соответствии с потребностями. Плюсы: ускоряется оборачиваемость капитала, достигается экономия площади складских помещений. Минусы: вероятность заказа избыточного количества товаров; необходимость оплаты всего количества товаров, отсутствие скидок,

Ежемесячные плановые закупки Расходные материалы - закупаются дешевые и быстро потребляемые товары. Плюсы: ускорение оборачиваемости капитала, снижение затрат на складирование и хранение, своевременность поставок. Минусы: при одновременной работе нескольких проектов похожих по оборудованию возможно путаница в номенклатурных группах. Таким образом, что логистические поставки товарно-материальных ценностей зависят от многих критериев, при соблюдении которых будет обеспечиваться качественная и бесперебойная работа производства.

Литература

1. Официальный сайт ПАО «Томскнефть» ВНК. URL: <http://www.tomskneft.ru>
2. Григорьев М. Н., Ткач В. В., Уваров С. А. Коммерческая логистика: теория и практика: учебник для бакалавров //М.: Юрайт. – 2012.
3. Степанов В. Материально-техническое снабжение. – М.: ACADEMIA, 2009. – 192 с.

АНАЛИЗ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ КОМПАНИЙ СПЕЦИАЛИЗИРУЮЩИХСЯ НА ДОБЫЧЕ СЛАНЦЕВЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ (НА ПРИМЕРЕ SANCHEZ ENERGY CORP)

И.К. Черненко, Б.Б. Очиров

Научные руководители – доцент. И.В. Шарф, ассистент М.П. Иванова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В США, начиная с 2000-х, активно происходит развитие сланцевой добычи нефти и газа, чему способствуют различные льготы для компаний, занимающихся разработкой и эксплуатацией сланцевых месторождений [1]. Целью данного научного исследования является анализ основных экономических, производственных и технологических показателей деятельности таких компаний на примере Sanchez Energy Corporation. Данная компания Sanchez Energy Corp. входит в холдинг Sanchez Group. Компания с начала своей деятельности в 2011 году в полной мере ощущает на себе последствия потрясений на нефтяном рынке. Анализ динамики показателей деятельности позволит авторам рассмотреть влияние процессов, происходящих на рынке углеводородов.

Sanchez Energy Corporation является независимой компанией по разведке и добыче, ориентированной на приобретение и разработку нетрадиционных ресурсов нефти и природного газа на береговом побережье Мексиканского залива в группе месторождений Eagle Ford. Это одно из самых крупных активно разбуриваемых месторождений сланцевых углеводородов в мире. [2] Все разрабатываемые лицензионные участки (Maveric, Comanche, Katarina, Javelina) по категории запасов относятся к мелким. Следует отметить, что Sanchez Energy Corporation проводит активную политику по скупке прав на пользование соседними лицензионными участками. Так в 2016 году компания приобрела в пользование участок в Eagle Ford общей площадью более 445 км² за 2,3 млрд. долл. США, в 2013 году был приобретён участок площадью 202 км² на месторождении Tuscaloosa Marine Shale (TMS) за 70 млн. долл.

Данные приобретения в частности позволили нарастить добычу компаний. Основываясь на данных отчетов [3], были скоррелированы показатели добычи нефти и фонда нефтяных скважин (см. рис. 1), добычи газа и фонда газодобывающих скважин (см. Рис. 2), выручки, чистой прибыли и цены на нефть (см. рис. 3), себестоимости барреля нефти (см. рис. 4). Согласно представленным графикам можно сделать следующие выводы.

Исходя из Рис. 1, добыча нефти в Sanchez Energy Corp. растет до 2015 года прямо пропорционально фонду добывающих скважин. Ввод новых эксплуатационных скважин позволяет наращивать производственные мощности компании, однако после 2015 года заметен резкий спад добычи нефти и сокращение количества нефтедобывающих скважин. Основная причина, определяющая увеличение добычи, то что все лицензионные участки группы месторождений Eagle Ford находятся на первой стадии разработки. Резкое увеличение добычи нефти в 2013 году можно объяснить активным строительством новых скважин и вводом их в эксплуатацию. В 2014 году, несмотря на начинающийся кризис, добыча нефти существенно увеличилась вследствие покупки крупного лицензионного участка Catarina и активного освоения новых скважин. Пик добычи нефти приходится на 2015 год, в этом году в эксплуатации находилось наибольшее количество добывающих нефтяных скважин. С 2016 года политика компании изменилась, руководство компании решило, что газ добывать выгоднее. После этого количество нефтяных скважин начало сокращаться.

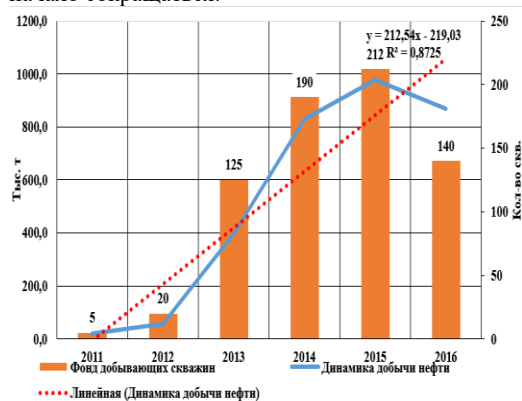


Рис. 1 Корреляция добычи нефти и фонда добывающих скважин

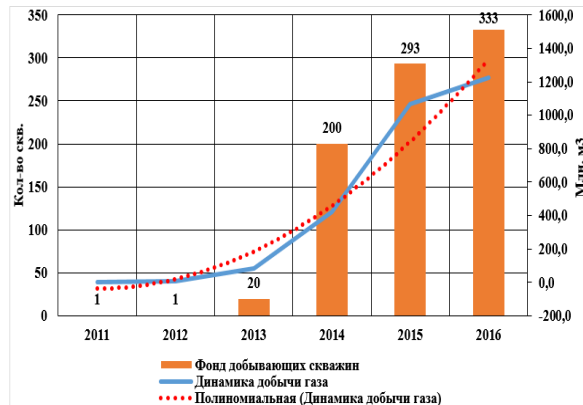


Рис. 2 Корреляция добычи газа и фонда газовых скважин

Исходя из рис. 2, наблюдаем, что добыча газа началась в 2013 году. С этого момента количество газовых скважин возросло с 1 до 20 (см. рис. 2), что в частности обусловлено приобретением крупного лицензионного

участка, а следовательно, выросли объемы добываемого газа. В дальнейшем идет плавное наращивание добычи газа без каких-либо резких скачков. Эти данные хорошо соотносятся с процессами, происходившими в США, а именно «сланцевой» революцией.

Исходя из рис. 3, выручка и чистая прибыль компании до 2014 года остается примерно на одном уровне, это связано с тем что компания еще только начинала свой путь и необходимых ресурсов для развития и максимизации прибыли еще не накоплено, так же в 2011 и 2013 компания покупала лицензионные участки нефтяных месторождений. В 2013 и 2014 годах компания берет два крупных займа у Royal Bank of Canada на 600 млн. \$ (до 2019 под 7,5%) и на 1.15 млрд. \$ (до 2023 под 6,125%). В 2014 году после 3-летнего развития компания выходит на новый качественный уровень выручки, но тем не менее чистая прибыль компании остается низкой, что связано в первую очередь с долгосрочным вложением – покупкой крупного лицензионного участка – Catarina. В 2015 и 2016 выручка компания несколько сокращается, несмотря на покупку крупного участка, ключевым фактором в снижении выручки стало падение цен на нефть после 2014 года и сокращение добычи нефти. В 2014 году чистая прибыль компании отрицательная из-за покупки участка Catarina. В 2015 году прибыль резко становится отрицательной из-за смены приоритетов компании, бурятся новые газовые скважины, большие выплаты по кредитным обязательствам перед Royal Bank of Canada, снижение цены на нефть, что в совокупности с добычей сланцевой нефти наносит большой удар по прибыли компании.

На рис. 4, представлена динамика структуры себестоимости 1 барреля нефти, добываемой в компании, с 2011 по 2016 год. В структуре отражены операционные, общехозяйственные, административные и транспортные расходы, амортизацию, геологоразведку. Как видно себестоимость барреля снизилась на 57%, прежде всего из-за снижения административно- управленческих расходов. Данное обстоятельство связано с качественным управлением человеческими ресурсами. [3]. Коллектив компании состоит из компетентных специалистов, имеющих долгую историю работы в нефтяном и газовом бизнесе, а ряд ключевых руководителей имеют опыт работы в качестве членов групп управления публичными компаниями. Это и позволило за 5 лет существования компании существенно снизить себестоимость нефти, и сохранить финансовую устойчивость в современных условиях.

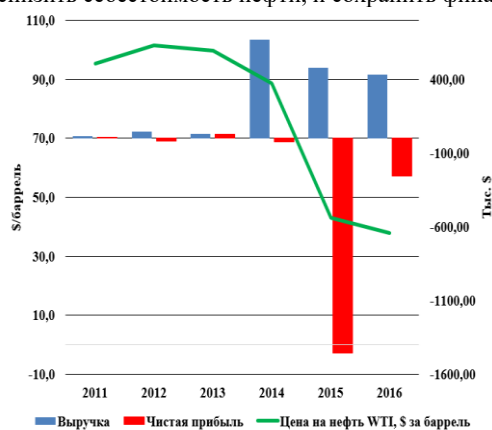


Рис. 3 Корреляция выручки, чистой прибыли и цены на нефть

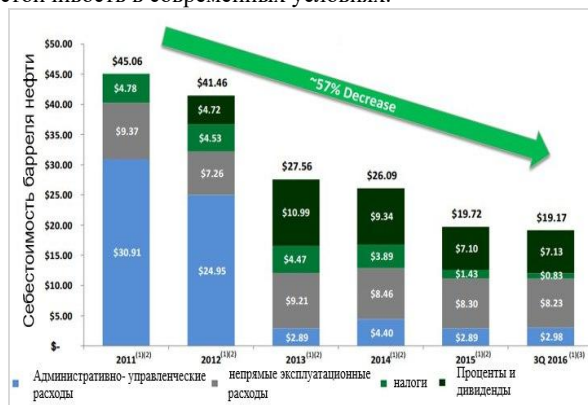


Рис. 4 Корреляция цены на нефть и затрат на геологоразведочные работы (ГРР)

По анализу деятельности Sanchez Energy Corp. можно сделать ряд выводов по всей отрасли сланцевой добычи нефти и газа на американском континенте в целом. Небольшие нефтегазовые компании, такие как Sanchez Energy в общем одинаково зависят от макроэкономической обстановки, что проявляется в следующем.

Стагнация цены на нефть на низком уровне существенно сказывается на финансовом положении компаний, разрабатывающих сланцевые месторождения, и на их производственном потенциале.

При снижении цены на нефть ниже 45 \$/баррель добыча сланцевых углеводородов для многих компаний становится нерентабельна и при снижении цены до указанного значения появляется угроза некупаемости капитальных вложений.

Компания Sanchez Energy показала на своем примере, что возможно снижение себестоимости производимого барреля нефти, благодаря эффективному управлению, направленному на внедрение научных и технических достижений в производственный процесс.

Не смотря на активный рост добычи и увеличения площади разбуриваемых участков, «сланцевые» компании несут большие убытки, что связано с ценовой ситуацией на нефтяном рынке, а также приобретением активов в условиях падения их рыночной стоимости.

Компании в последнее время переориентируются с добычи сланцевой нефти, добыча которой на данный момент не всегда рентабельна, на добычу сланцевого газа и конденсата.

Литература

1. Сланцевая нефть в США и мире // URL: <http://complex-oil.com/novosti-kompanij/slancevaya-neft-v-ssha-i-mire.html>
2. Eagle Ford News // Eagle Ford Shale URL: <https://eaglefordshale.com/> (дата обращения: 12.10.2017).
3. Annual reports pursuant to section 13 or 15(d) of the securities exchange act of 1934 // URL: https://sanchezenergy.com/annual-reports?form_type=10-K&year= (дата обращения: 12.08.2017).

ФОРМИРОВАНИЕ КАЧЕСТВА ТРУДОВЫХ РЕСУРСОВ ПРЕДПРИЯТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

А.С. Шилова

Научный руководитель – профессор. Э.Г. Матюгина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Трудовые ресурсы, будучи неотъемлемым компонентом производственного процесса, определяют финансовые результаты деятельности предприятия, его конкурентоспособность. Реализация инвестиций в собственный персонал способствует становлению имиджа социально ответственной компании, росту привлекательности как работодателя и, в конечном итоге возможности привлечения высококвалифицированной рабочей силы, которая, в свою очередь, обеспечит формирование конкурентных преимуществ.

На рис. представлены основные компоненты трудовых ресурсов предприятия, характеристики которого и определяют его качество.

Выделение данных компонент позволяет позиционировать направления совершенствования деятельности предприятия, например, совершенствование технологии связано с изменением характеристик собственно трудового компонента трудовых ресурсов; компонент здоровье связан с политикой КСО, культурно-нравственный компонент – с организационной культурой предприятия и т.д. При этом важно учитывать комплексность осуществляемых мер, эффект реализации которых может проявляться и в смежных сферах. Необходимо выделить ряд факторов внешней среды, определяющих условия принятия решений компании [4]:

- экологические, влияющие на состояние здоровья (загрязнение окружающей среды);
- экономические, отражающие состояние национальной экономики в целом (динамику, структурные изменения) и в т.ч. рынка труда (уровень оплаты труда, востребованность определенных специальностей и др.);
- технологические, формирующие требования к уровню подготовленности работников для выполнения ими трудовых функций (сложность выполняемых работ, набор компетенций и т.д.);
- политические, задающие направленность развития национальной экономики (например, политика импортозамещения);
- институциональные, определяющие своего рода «коридор» принятия решений компании.

В качестве примера рассмотрим деятельность АО «Транснефть - Центральная Сибирь».



Рис. Виды капитала трудовых ресурсов [4]

К основным направлениям инвестирования в качество персонала относят:

1. Повышение уровня образования сотрудников, реализуемое через систему обучения и повышения квалификации сотрудников, осуществляемое на основании положения «Обучение персонала организаций системы «Транснефть». Планирование и организация». Целевая подготовка специалистов по программам высшего профессионального образования осуществляется в рамках договоров компании с профильными ВУЗами, например, НИ ТПУ. Сотрудничество с Университетом осуществляется по следующим направлениям: подготовка и профессиональная переподготовка специалистов, организация профессиональной и учебной практики студентов, целевая подготовка, участие студентов НИ ТПУ в научно-технических конференциях молодых специалистов предприятия. В рамках совместной профессиональной деятельности по состоянию на 2016 год по договорам обучаются 48 студентов, из которых 23 получают стипендию АО «Транснефть – Центральная Сибирь».

Также компания мотивирует студентов учебных заведений к получению знаний и повышению профессионализма возможностью дальнейшего трудоустройства в организацию, проводя конкурсы и различные конференции. Например, 18-19 апреля 2017 года 13-ый раз на базе ОГБПОУ «Томский промышленно-гуманитарный колледж» прошел конкурс «Лучший по профессии – 2017» АО «Транснефть - Центральная Сибирь», в котором приняли участие 90 человек [2, 6].

2. Повышение уровня здоровья работников посредством создания благоприятных условий труда и отдыха; профилактики профессиональных заболеваний; организации санаторно-курортного лечения и оздоровления сотрудников; организации медицинского обслуживания; проведения спортивных мероприятий. Так, работникам предприятия выделяются путевки санатории Алтая, Краснодарского края, Кавказских Минеральных Вод, Подмосковья и др. Медицинская помощь сотрудникам осуществляется на здравпунктах при предприятии и по договорам добровольного медицинского страхования в ведущих медицинских учреждениях регионов РФ. В целях

привлечения работников акционерного общества к регулярным занятиям физкультурой и спортом, укрепления здоровья, профилактики заболеваний, пропаганды здорового образа жизни в АО проводятся зимние и летние спартакиады [3].

3. Повышение культурного уровня работников (частичная оплата билетов в кино, театр и т.п.).

Особое внимание компания уделяет охране труда, в т.ч. минимизации рисков и предотвращению угроз возникновения производственного травматизма и профессиональных заболеваний. По результатам целевых и комплексных проверок специалистами отдела охраны труда акционерного общества за 2016 год отмечено снижение нарушений на объектах Томского РНУ на 57%, РНУ «Парабель» – на 69%. Для привлечения внимания работников к требованиям безопасности и продвижению культуры охраны труда в 2017 году АО «Транснефть – Центральная Сибирь» провело мероприятие «День безопасности труда» [1, 5].

Таким образом, деятельность, связанная с повышением качества трудовых ресурсов, характеризуется охватом широкого спектра взаимосвязанных мер, реализация которых обеспечивает получение эффекта как непосредственно в сфере приложения усилий, так и в смежных с ней. Это указывает на комплексный характер кадровой политики, требующей встраивания значимых компонент последней в хозяйственную стратегию предприятия в целом.

Литература

1. АО «Транснефть – Центральная Сибирь». Пресс-центр. АО «Транснефть – Центральная Сибирь» подвело итоги работы в области охраны труда за 2016 год [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://centralsiberia.transneft.ru/press/news/?id=44274> (дата обращения 25.12.2017).
2. АО «Транснефть – Центральная Сибирь». Пресс-центр. О реализации образовательных проектов АО «Транснефть – Центральная Сибирь» в 2016 году [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://centralsiberia.transneft.ru/press/news/?id=33022> (дата обращения 14.12.2017).
3. АО «Транснефть – Центральная Сибирь». Устойчивое развитие. Социальная ответственность. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://centralsiberia.transneft.ru/ekolog/social/?preview=1> (дата обращения 20.12.2017).
4. Киришьева В. И. Трудовые ресурсы в деятельности предприятия // Научно-методический электронный журнал «Концепт». – 2014. – Т. 20. – С. 4536–4540.
5. НИА-Томск. Экономика. День безопасности труда прошел в АО «Транснефть – Центральная Сибирь». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://niatomsk.ru/more/59928/> (дата обращения 25.12.2017).
6. Томский Промышленно - Гуманитарный Колледж. «Лучший по профессии – 2017» АО «Транснефть - Центральная Сибирь» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://tppgk.tomsk.ru/81/546> (дата обращения 16.12.2017).

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ

С.С. Шурпик

Научный руководитель – доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Повышение энергоэффективности является организационным процессом, который направлен на эффективное использование энергоресурсов. В зависимости от масштабов цели повышения энергоэффективности можно разделить на три группы: федеральные, региональные и отраслевые (таблица).

Таблица

Цели и ожидаемый результат повышения энергоэффективности

Уровень цели энергосбережения	Результат энергосбережения
Федеральные	<ul style="list-style-type: none"> - оптимизация затрат сфер экономики на энергоснабжение для обеспечения энергоэффективного экономического роста и повышения уровня жизни населения страны - рост эффективности использования энергоресурсов в результате рационального территориального размещения и организации производства и услуг; - повышение конкурентоспособности продукции отраслей специализации регионов на межрегиональных рынках в результате снижения ее энергоемкости; - увеличение экспорта энергоресурсов за счет сэкономленного их объема; - снижение загрязнения среды в соответствии с Киотским протоколом
Региональные	<ul style="list-style-type: none"> - повышение уровня энергоэффективности экономического региона; - снижение совокупных общественных затрат на выполнение основных хозяйственных функций региона в результате уменьшения энергетических издержек; - энергоэффективное размещение объектов производства, услуг и жилищно-коммунальной сферы; - улучшение топливно-энергетического баланса региона; - повышение уровня и качества жизни населения в результате снижения расходов регионального бюджета на энергоснабжение, затрат населения на коммунальные услуги, загрязнения окружающей среды объектами энергетики
Отраслевые	<ul style="list-style-type: none"> - энергоэкономичное производство общественно необходимой продукции и услуг; - оптимизация энергетических затрат; - расширение объема и номенклатуры продукции в результате производства энергоэффективной техники, оборудования и материалов;

Обозначенные цели энергосбережения говорят о важности проведения мероприятий, снижающих энергопотребление на уровне страны, а не только в рамках промышленных предприятий. В зависимости от целей и объектов энергосбережения выделяют различные направления:

- технико-технологическое (реализация мероприятий по экономии ТЭР – модернизация, реконструкция, использование современных технологий и техники, устранение потерь ТЭР, совершенствование энергетического хозяйства предприятия и др.);
- организационное (планирование мероприятий по повышению энергоэффективности, учет, нормирование и контроль за расходом ТЭР и т.д.);
- социально-экономическое (стимулирование к энергосбережению, обучение персонала, управление процессом повышения энергоэффективности на предприятии); [1]
- нормативно-правовое (федеральные, региональные и муниципальные программы повышения энергоэффективности, законы, указы, постановления, и т.д.). [2]

Для реализации поставленных целей необходимо комплексное внедрение и развитие системы энергоменеджмента на предприятиях.

На текущий момент большинство нефтедобывающих компаний провели и проводят целенаправленную работу по созданию постоянно действующей системы энергосбережения – системы энергоменеджмента, соответствующей стандарту ISO 50001:2011. [3]

Стандарт ISO 50001:2011 направлен на получение различных полезных эффектов, а именно организационного, финансового и репутационного. Они позволяют обеспечить стабильную конкурентоспособность организации на отечественных и зарубежных рынках. Организационный эффект направлен на повышение управляемости компании и включает в себя: улучшение общей управляемости предприятия, эффективное управление, оптимизацию всех бизнес-процессов и улучшение производственного цикла. Финансовый эффект направлен на повышение инвестиционной привлекательности компании, а также на увеличение ее стоимости. Он включает в себя: улучшение финансовых показателей в результате прямой экономии ТЭР, снижение затрат, устранение непроизводительных расходов (непланируемые затраты и потери, вызванные плохой организацией снабжения и иных недостатков управления производством), гарантии инвестирования в энергосбережение и повышение финансовой прозрачности компании. Репутационный эффект направлен на поддержание имиджа компании в глазах органов власти (государства), населения и бизнеса. Он характеризуется имиджевой привлекательностью компании, которая реализует энергоэффективную политику.

В учебных изданиях энергоменеджмент включают в систему энергосбережения, которая состоит из субъектов и объектов деятельности, методов и средств, процедур и регламентов, обеспечивающих на постоянной основе управление энергосбережением, рациональное использование ТЭР и внедрение возобновляемых источников энергии.

Система энергоменеджмента включает в себя внедрение технологических и системных мероприятий, механизмы проведения мониторинга, аудита, анализа, корректирующих мероприятий. Это позволит перейти от отдельных технических мероприятий к системным решениям, как в области технологий, так и в области управления. [4]

Энергетическая политика предприятия должна соответствовать следующим пунктам:

- определение основных задач в сфере энергопользования и доступные предприятию границы применения системы энергоменеджмента;
- наличие требований по энергоэффективности и энергосбережению;
- наличие обязательств по правовому и информационному обеспечению эффективного энергопользования;
- возможность внесения корректив и пересмотра задач.

Проведение обязательных энергетических обследований, (закрепленных законодательно) российских нефтедобывающих предприятий позволило выявить определённый уровень потенциала по различным направлениям эффективной энергосберегающей деятельности, что в свою очередь стимулировало многие предприятия заняться энергосбережением и повышением энергоэффективности. Одним из важнейших направлений является совершенствование системы энергоменеджмента, который позволяет решать ключевые задачи предприятия – увеличение прибыли и повышение конкурентоспособности предприятия.

Учитывая тот факт, что обязательное проведение энергетического обследования проводится раз в пять лет, что в текущих условиях ускоренного темпа развития научнотехнического прогресса в области технологии и техники в энергетике, не всегда обеспечивает своевременное и оптимальное принятие решений, касающихся энергосбережения и повышения энергоэффективности производства [5], проведение разработанного внутреннего энергоаудита рекомендуется проводить не реже 1 раза в год. Это обеспечит приемлемую адаптивность предприятия к текущим условиям и позволит своевременно внедрять новейшие технологии и организационно-управленческие механизмы.

Литература

1. Максимов Д. Ю. Методика оценки уровня развития промышленного предприятия в направлении повышения эффективности использования ТЭР //Промышленная энергетика. – 2007. – №. 7. – С. 1-6.
2. Хусаинова Е. К., Рейшахрит Е. И. Россия на пути энергосбережения и повышения энергоэффективности: проблемы и пути решения //Неделя науки СПбГПУ: материалы науч.-практ. конф. с междунар. участием. Инженерно-экон. инст-т СПбГПУ. Ч. – 2014. – Т. 3. – С. 96-98.
3. Галаяудинов И. М. Методика оценки текущего состояния энергоменеджмента на нефтедобывающем предприятии //Экономика и предпринимательство. – 2016. – №. 9. – С. 787-796.

4. Потребление энергии и энергоэффективность [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://ar2012.gazprom-neft.ru/sustainability/health-safety-environment/energy-consumptionand-efficiency/>
5. Хусаинова Е.К. Оценка экономической эффективности энергосберегающей деятельности нефтеперерабатывающих предприятий: дисс. канд. экон. наук: 08.00.05. СПб., 2015. 139 с.

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВЕНТИЛЬНО-РЕАКТИВНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ В НЕФТЕГАЗОВОЙ
ОТРАСЛИ**

С.С. Шурпик

Научный руководитель – доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

На сегодняшний день проблемы энергосбережения и энергоэффективности являются приоритетными во всех отраслях, где потребляется большое количество электроэнергии. Одним из самых приоритетных и перспективных направлений повышения энергоэффективности в нефтегазовом деле является внедрение ЭЦН с вентильными двигателями (ВД). Это объясняется тем, что более 60% расхода электроэнергии приходится на механизированный подъем жидкости, а от этой части, уже более 90% энергопотребления идет на работу УЭЦН.

Вентильно-реактивный двигатель (ВРД). Представляет собой синхронную машину с явно выраженными полюсами и управлением от станции питания с частотным управлением. ВРД позволяет управлять частотой вращения и крутящим моментом насосного агрегата аналогично комплекту асинхронный двигатель - ЧРП. Отличительной чертой ВРД от асинхронного двигателя является более высокий КПД во всем диапазоне регулирования частоты 80 - 97% (у асинхронного двигателя с ЧРП 60%-92%). По сравнению с традиционными синхронными машинами (нет возможности регулирования оборотов) ВРД отличаются более простой конструкцией и аналогичным КПД.

Основным способом экономии энергоресурсов на предприятии является применение оборудования, обладающего необходимыми характеристиками и максимальным КПД во всем диапазоне условий применения.

Применение синхронных двигателей для поддержания пластового давления эффективно при постоянстве добычи с постоянными расходами. При необходимости изменения расходов пластовой воды на насосах с приводом от синхронных машин выполняется регулирование расхода регулирующей задвижкой, что значительно снижает КПД установки.

Таким образом, применение ВРД в качестве привода насоса поддержания пластового давления является наиболее оптимальным.

Особенности конструкции ВРД:

- отсутствие какой-либо обмотки ротора, ротор набран из листов;
- обмотка статора не имеет пересекающихся лобовых частей;
- модульность, как двигателя, так и системы управления;
- использование напряжения 380-570 В;
- простая конструкция электродвигателя.

Основные преимущества ВРД:

- низкая цена по сравнению с аналогичными приводами;
- высокий КПД на всем диапазоне регулирования, КПД выше 2-3% чем у альтернативных систем регулируемого привода при номинальных режимах работы, и значительно превосходит при снижении частоты вращения менее 70%.

- высокая надежность, возможность продолжения работы после выхода одного из полюсов двигателя, а также при неисправности одного из вентильных ключей управления.

- высокая ремонтпригодность, ремонт можно проводить на месте.

- высокая перегрузочная способность, ротор двигателя не греется, а как следствие увеличивается ресурс подшипников.

- высокая глубина регулирования как частоты вращения, так крутящего момента, позволяет автоматизировать систему управления приводам, тем самым повысить эффективность производственного процесс.

- устойчивая работа преобразовательной техники в условиях нестабильности напряжения в питающей сети.

- возможность прямого привода исключения промежуточных механизмов (редукторы)

Отдельно хотелось бы отметить создание на основе ВРД линейного привод штангового насоса.

- Увеличение объема и скорости добычи нефти (от 10 до 30%).

- Полная автоматизация процесса добычи по заданным алгоритмам. Автоматическая подстройка под меняющиеся параметры скважины. Управление параметрами добычи с удаленного доступа.

- Система крепится на устье скважины. Возможность быстрой установки и демонтажа системы с целью переноса на другую скважину. Возможность использования для определения дебета любой скважины.

На рис. 1 показана схема магнитной цепи четырехфазного вентильного электродвигателя с одной парой полюсов на фазу. Ротор машины представляет собой наборный магнитопровод с зубцами для модуляции магнитного потока. Статор содержит явно выраженные полюсные обмотки. Вращающий момент в электродвигателе создается благодаря стремлению магнитной системы ротора принять положение с минимальной энергией. Последовательно намагничивая полюсы создается непрерывное движение ротора.

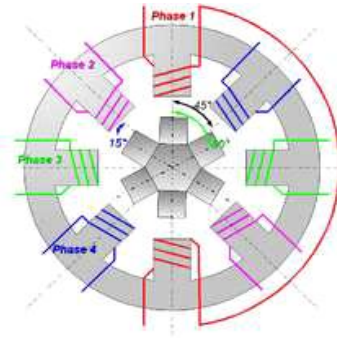


Рис. 1. Четырехфазный вентильный реактивно-индукторный двигатель

Количество зубцов ротора выбирается меньшим. Поочередное намагничивание зубцов каждой фазы приводит к повороту вала электродвигателя на 15 град. Исходя из принципа действия ВРД, каждая его фаза может развивать ненулевой вращающий момент в двигательном режиме на интервале от рассогласованного до согласованного положения.

На границах моментной зоны момент, развиваемый фазой, принимает нулевое значение. Зависимость момента от угла рассогласования сильно зависит от количества числа фаз и формы зубцов (рис. 2).

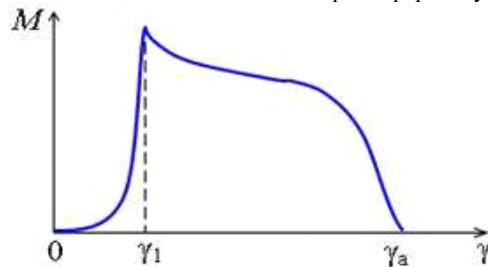


Рис. 2. Кривая мгновенного момента фазы двигателя

Экспериментальные исследования данной зависимости показывают, что максимальный момент фаза развивает на интервале увеличения взаимного перекрытия полюсов статора и ротора. Начальный угол возникновения момента лежит в диапазоне 0-30град, зона максимального момента 80-130град.

Поскольку сила притяжения ферромагнитного якоря в электромагните не зависит от направления тока в катушке, фазы ВРД питаются однополярными импульсами тока, что позволяет выбрать более надежную конфигурацию силовой схемы в сравнении с преобразователем частоты для асинхронного электропривода. Применение схемы несимметричного моста устраняет принципиальную возможность возникновения сквозных коротких замыканий в плече инвертора, не требует введения так называемого мертвого времени и компенсации его влияния на форму выходного напряжения, характерного для типовой трехфазной мостовой схемы инвертора, формирующего синусоидальные напряжения и токи за счет высокочастотной широтно-импульсной модуляции (ШИМ) интервалов работы силовых ключей. Питание фаз ВРД прямоугольными импульсами напряжения устраняет необходимость в ШИМ, что уменьшает динамические потери в силовых транзисторах, улучшает условия их охлаждения, увеличивает КПД статического преобразователя.

При несущих частотах ШИМ, 500Гц-10кГц, требования к изоляционным материалам существенно повышается, что приводит к удорожанию асинхронных электродвигателей. Это связано с тем, что при переключении транзисторов возникают фронты длительностью менее 5мкс, при воздействии таких переходных процессов, катушки представляют собой распределенную систему. При этом напряжение на катушке, ввиду наличия межвитковой емкости, распределяется неравномерно. Простая конструкция катушек ВРД позволяет выполнить изоляцию более надежной и частично снять вышеуказанные ограничения. Кроме того, в асинхронном электродвигателе с частотным регулированием любое повреждение обмоток (межвитковое замыкание, замыкание на корпус замыкание между фаз и пр.) приводит выводу из строя всего электропривода, в то же время ВРД позволяет локально исключить поврежденную катушку (фазу) из работы и завершить или не останавливать производственный процесс допустив некоторую потерю мощности. Поэтому повреждение какой-либо одной или нескольких катушек не приводит к полной потере работоспособности привода, как у двигателей постоянного и переменного тока, а только частично снижает его мощность.

Простота конструкции магнитопроводов статора, ротора и катушечных обмоток двигателя, не имеющих пересекающихся лобовых частей, обеспечивает высокую технологичность, повышенные надежность, долговечность и ремонтпригодность (достаточно заменить одну катушку, вышедшую из строя).

Литература

1. Электропривод с вентильно-индукторным двигателем [Электронный ресурс]// <http://mybiblioteka.su>. Информационный сайт. Режим доступа: <http://mybiblioteka.su/3-30730.html>.

2. Оптимизация активной части вентиляно-индукторного двигателя [Электронный ресурс]// Cyberleninka. Информационный сайт. – 2006. Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/optimizatsiya-aktivnoy-chasti-ventilno-induktornogo-dvigatelya>.

ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ ВНЕДРЕНИЯ САМООБУЧАЮЩИХСЯ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

И.Г. Юрченко, А.О. Крюков

Научный руководитель – доцент О.В. Пожарницкая

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Когда Ли Седоль проиграл программе AlphaGo четыре из пяти матчей в игре Го, технологии искусственного интеллекта оказались в центре внимания. Если раньше они были в основном уделом футурологов и узкоспециализированных разработчиков программного обеспечения (самое известное направление – распознавание образов), то теперь о них заговорили многие. Складывается ощущение, что следующий инновационный прорыв может произойти именно в сфере искусственного интеллекта. [1]

Одновременно с этим именно сейчас в нефтегазовой индустрии – пожалуй, как ни в какой другой – идет срочный поиск новых технологических решений, которые позволили бы ей резко повысить эффективность и сократить расходы, чтобы пережить период низких цен. Если некоторые чиновники от нефтегаза продолжают эксперименты (как видим – безуспешные) по применению старых картельных методов в надежде «исправить» ситуацию с ценой, то у нефтяных компаний нет времени ждать пока договорятся политики. Осознание того, что мы можем больше никогда не увидеть нефть по 100 долларов за баррель, не дает нефтяникам расслабиться. Для многих из них применение инноваций – это теперь вопрос выживания. [2]

Основной вектор развития сейчас направлен в сторону того, что можно назвать ускоренной «оцифровкой» нефтяной индустрии – автоматизации, сокращения прямого участия людей во все большем количестве процессов, а также (что особенно важно) снижения «человеческого фактора» и вероятности ошибок при принятии управленческих решений. Технологии на основе искусственного интеллекта как раз и позволяют справляться с этими задачами. Именно поэтому о них все чаще говорят в контексте следующей, пост-сланцевой революции.

В настоящий момент один из наиболее применяемых методов – искусственные нейронные сети – вычислительная система с большим количеством параллельно функционирующих простых процессоров с множеством связей. Нейронные сети разделяют на «неглубинные» с одним скрытым слоем нейронов и многослойные. В отличие от традиционных математических алгоритмов, нейронные сети не программируют, а «обучают» – сеть должна сама настроить все связи по имеющейся обучающей выборке. Функционирование нейронной сети улучшается в ходе того, как она «дообучается» на все большем количестве решаемых ею задач. Преимущества нейронных сетей объясняются их способностью работать с большим объемом данных, нелинейными взаимосвязями и изменяющимися условиями. [1]

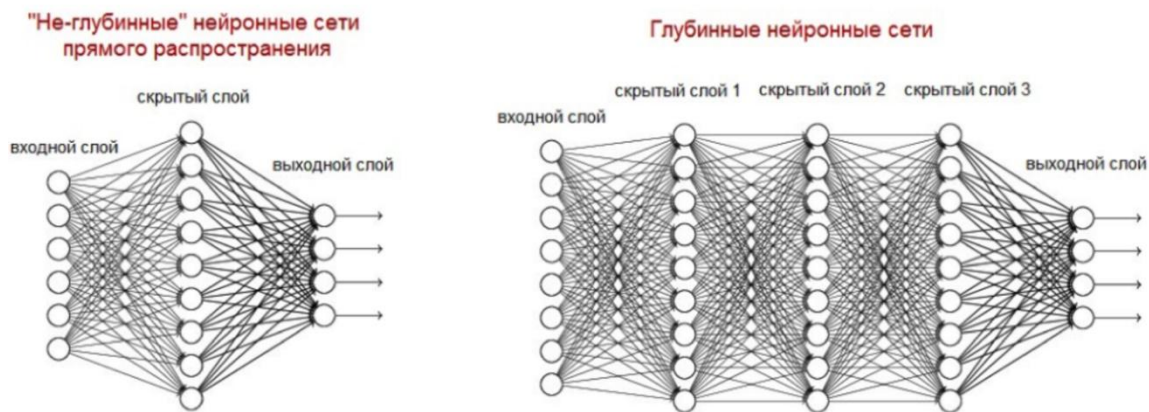


Рис. Модели нейронных сетей

Основные сферы применения искусственного интеллекта в нефтегазовой отрасли можно разделить на три области: геологоразведка, добыча и стратегическое планирование. В геологоразведке использование искусственного интеллекта позволяет более эффективно интерпретировать данные сейсмических исследований и разведочного бурения. Как следствие, это позволяет сократить количество пробуренных скважин и проводимых тестов для определения характеристик месторождений, приводя к экономии денег и времени.

В технологиях добычи нефти и газа развивается такое направление, как «умные месторождения» и «умные скважины». Их продвигают разные компании, включая Chevron, BP и Shell. Последняя, кстати, использует их и в России на месторождении Салым Петролеум в Западной Сибири. Такие месторождения предполагают удаленное управление объектами нефтедобычи. Автоматизация процесса одновременно сокращает издержки и увеличивает коэффициент извлечения нефти (КИН). Согласно исследованию, проведенному Cambridge Energy Research

Association (CERA), отдача на «умных месторождениях» уже сейчас на 2–10% выше, чем на традиционных. И это только экспериментальная фаза развития подобных технологий.

Еще одна сфера применения «умных технологий» – это совершенствование методов прогнозирования цен на нефть и газ. У традиционных эконометрических моделей, которые широко применяются в прогнозировании, есть ряд ограничений при описании событий на финансовых и сырьевых рынках, которые являются частью социума и управляются человеческим поведением. Даже самые совершенные математические модели не в состоянии воспроизвести поведение общества. И тут на помощь снова приходят методы на основе искусственного интеллекта. Они максимально имитируют поведение участников рынка и отражают социальную специфику экономических отношений, что повышает точность прогноза цен и качество стратегического планирования в корпорациях. [3]

В декабре 2014 года Яндекс открыл Yandex Data Factory. К тому моменту уже давно использовались технологии машинного обучения внутри, а позже стало ясно, что их с не меньшим успехом можно применять и в областях, не связанных с интернетом. Искусственный интеллект перестал быть атрибутом научной фантастики и стал реальностью, которая, к тому же, даёт ощутимую экономическую выгоду.

Yandex Data Factory решил сотрудничать с промышленностью не случайно.

Во-первых, промышленные компании давно отладили процессы и накопили большое количество исторических данных, которые необходимы для машинного обучения.

Во-вторых, промышленные компании – это компании с инженерной культурой. Они умеют внедрять новые технологии в существующие процессы и хорошо знают, что такое эксперименты и как их проводить. Именно это, как показывает опыт Yandex Data Factory, является одним из самых важных факторов успешности проекта.

В-третьих, промышленность знает цену оптимизации. Экономия на производстве в единицы процентов даётся промышленникам очень нелегко. Это капитальные затраты: денег – на новое оборудование и времени – на внедрение. На этом фоне наши решения, которые предлагают получить оптимизацию в 5-10% за несколько месяцев и без капитальных инвестиций, выглядят действительно революционно.

Например, для компании из нефтехимической отрасли была оптимизирована работа установки, которая выполняет газофракционирование – разделяет смеси газов на отдельные фракции. Предложенное решение рекомендует параметры работы установки – это ещё один пример сложного процесса, где анализ исторических данных позволяет сократить общие издержки.

Промышленность существует несколько сотен лет. Именно там работают компании, которые внедрили принцип постоянных улучшений и знают цену каждому проценту эффективности. Традиционными методами в промышленности уже оптимизировано всё, что можно было оптимизировать, и именно применение технологий машинного обучения и искусственного интеллекта может обеспечить следующий прорыв. [4]

Недавно, 29 сентября 2017 года, после подписания соглашения между «Газпром Нефть» и Yandex Data Factory, была проведена конференция «Искусственный интеллект в управлении непрерывным производством». Целью мероприятия стало изучение текущего состояния и перспектив развития технологий искусственного интеллекта в непрерывном производстве, в частности, нефтегазовой и химической отраслях, металлургии, тяжелом машиностроении и сфере товаров массового потребления. Конференция продемонстрировала открытость и заинтересованность других компаний и игроков отраслей непрерывного производства в новых технологиях, в ближайшее время ожидается увидеть все больше практических примеров интеграции искусственного интеллекта в промышленное производство. [5,6]

Опираясь на все вышесказанное, можно с уверенностью говорить о невероятной значимости искусственного интеллекта в недалеком будущем для предприятий нефтегазового комплекса. Внедрение самообучающихся нейронных сетей позволит экономить уйму денег, повысить КПД если не до 100%, то на очень высокий уровень близкий к этому значению, повысить безопасность работы нефтяников на месторождениях. За искусственным интеллектом таится светлое будущее не только в нефтяной отрасли, но и в целом для человечества.

Литература

1. Громова Т. Как долго мир будет зависеть от нефти: [Электронный ресурс] / Т. Громова – Электрон. ст. – Б. м., Б. г. – Режим доступа к ст.: <http://www.dsnews.ua/future/neft-budut-dobyvat-pri-pomoshchi-google-glass-12112014140900>
2. Абдикеев Н. М. Проектирование интеллектуальных систем в экономике. – М., 2003. – 137 с.
3. Подольский А. К. Применение методов искусственного интеллекта в нефтегазовой промышленности // Современная наука. - 2016. - №3. - с. 33-36
4. Завалишина Е. Сталь, нефть и искусственный интеллект: Yandex Data Factory о новой промышленной революции: [Электронный ресурс] / – Электрон. ст. – Б. м., Б. г. – Режим доступа к ст.: <https://yandex.ru/blog/company/stal-neft-i-iskusstvennyy-intellekt-yandex-data-factory-o-novoy-promyshlennoy-revoljutsii>
5. Громцова О.В. Инновационная активность персонала. Автореферат диссертации на соискание степени кандидата эконом. наук. ТГУ., Томск, 2006. 26 с.
6. Кравченко К. «Газпром Нефть» и Yandex Data Factory провели конференцию «Искусственный интеллект в управлении непрерывным производством»: [Электронный ресурс] / – Электрон. ст. – Б. м., Б. г. – Режим доступа к ст.: <http://www.gazprom-neft.ru/press-center/>.

**ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ И НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО
(ДОКЛАДЫ НА АНГЛИЙСКОМ И НЕМЕЦКОМ ЯЗЫКАХ)**

**TO THE HISTORY OF STUDYING THE DISTRIBUTION OF RARE ELEMENTS IN THE COALS OF
CENTRAL KAZAKHSTAN**

Amangeldykyzy

Scientific advisor – professor V.I.Serykh

Karaganda State Technical University, Karaganda, The Republic of Kazakhstan

Rare elements are the large group of elements, which include light, refractory, disseminated, rare-earth, radioactive elements and inert gases. Most of rare elements are metals, so the term rare elements may substitute another term such as “rare metals”.

Rare metals play an important role in economics of mineral raw materials. In addition to the traditional raw material sources of lanthanides as a potentially promising are reviewed coals. Coals have the ability to accumulate significant amounts of various trace elements, which often have significant industrial potential. More than 50 trace elements with different chemical properties were detected in the coals, their total amount usually does not exceed 1% of the inorganic matter, except for sulfur. As most researchers believe, the accumulation of rare elements in coals occurs in brown and peat coal stages. Trace elements dissolved in natural waters are sorbed by the organic matter of peat. This matter restores them to low valencies, while changing their solubility, which in the subsequent oxidation process leads to their precipitation. Further, humic acids concentrate trace elements, forming complex compounds [7].

When coal burns, the trace elements that are present in their composition pass into the ash, in doing this their content in the ash may be considerably more about the burnt coal. For example, the concentration of Sc in the ash of the Ekibastuz coal basin is 24.8 grams per ton, which is 2 times more than its concentration in the coal of 10.6 grams per ton [5].

The average content of elements in the ash of world coal has come to be known as ash clark. For many elements, their content is greater than the clark of these elements in sedimentary rocks. On this basis, ash can be regarded as an ore, from which it is possible to extract these elements [7].

One of the first who determined and gave information about the anomalous contents of a group of rare elements in the coals were V.M. Goldschmidt and K.Peters in 1933 [4].

Thereafter, the history of the study of geochemistry of coal has many tens of years. Sufficiently thoroughly and originally, it is characterized in the work of Ya. Yudovich [8].

In 1991, V.V. Seredin published the data on rare earth mineralization in coals of Pavlovsk deposit (Primorye), and later - a series of works on abnormally rare earth-containing coals in other deposits; thereafter the interest in the lanthanides in coal deposits substantially has increased. At the present time evaluation of content of lanthanides in US coals, China and several other countries has been performed; the average content of the individual rare earth elements in coals of the world has been calculated [2].

In the handbook "Elements-impurities in the deposits of Kazakhstan" which was published in 1999, under a collective edition headed by A.A.Abdulin, there are data on the average contents of impurity elements in coal deposits in Kazakhstan.

In 2006 Ya.E. Yudovich and M.P. Ketris published a monograph "Valuable Elements-Impurities in Coals", including Au, Ag, Li, Cs, Sc, Y, REE, PGE, Ga, W and a number of others - approximately 40 elements in total. This book was published in the sequel of the book "Toxic elements-impurity in coals" which was published in 2005, where essays on the geochemistry of 23 toxic elements (Hg, As, Se, etc.) were given.

In a series of essays compiled on a single plan, all known factors that control the content, distribution, forms of location and genesis of valuable elements in coals are investigated, the emphasis being on revealing the genesis of abnormal concentrations sufficient for the organization of a cost-effective associated extraction of these elements from coals [9]. There are some data on the average contents of rare elements in the coals of Kazakhstan. Also M.P.Ketris compiled a computer database on the geochemistry of coals. Through the use of this database it became possible to calculate the clarks of all trace elements in the coals of the world [8].

S.I. Arbuzov conducted studies of rare elements in the coals of Siberia and identified factors that determine the geochemical specialization and rare metal potential of coals in Central Siberia. The estimations of rare metal geochemical specialization of coal basins and deposits of Central Siberia, which were formed in different geological epochs in different geological and structural environments, were carried out. The forms of detection of rare elements in peat, brown and hard coal are investigated. There has been proved the change in the forms of detection of rare elements in the process of coal formation [2]. And also S.I. Arbuzov and co-authors published a paper summarizing numerous data on the geochemistry of the Late Paleozoic coals of North Asia, which were obtained in the course of complex geochemical studies in the given territory. The paper presents the results of a quantitative analysis of rare-earth elements in coal samples taken from the coal sediments of the Ekibastuz and Karaganda coal basins [1].

At the same time, despite of significant progress in studying the geochemistry of rare elements in coals, a number of issues concerning the conditions for the accumulation, migration and fractionation of rare elements, their forms of location, factors controlling the formation of metalliferous coals have not been resolved [1].

Mass investigations of trace elements in coal deposits and basins on all continents conducted over the past few decades have shown that coals are concentrators of many valuable metals, including rare and dispersed ones. Scandium is of interest as an element, almost having no own industrial deposits and extracted usually simultaneously with the development of ores of other metals, but it often forms geochemical anomalies in coal ash even industrially relevant concentrations (Valiev et al., 1993; Kashirtsev et al., 1999; Arbuzov et al., 2003, 2007; Seredin et al., 2006; Yudovich, Ketris, 2006; Seredin, Finkelman, 2008) [cited by 3].

Kazakhstan is one of the largest regions of the world, with significant reserves and prospects of enlargement of the mineral-raw materials base of rare and rare-earth metals. In the republic, the production of RM and REM is carried out at specialized enterprises of non-ferrous metallurgy as accompanying products. However, nowadays, the production of RM, REM and their compounds in Kazakhstan can be characterized as unstable, not appropriate to its potential. It decreased, but at some enterprises, where the production of RM and REM used to be the main one, has now been suspended [6].

Meanwhile, considering modern and prospective requirements of the development of science and technology, in the world demand for rare metal and rare-earth products is rising, and the production of pure RM and REM and their compounds is highly profitable. Developed countries possessing high technology of refining metals of technical purity receive from them products for electronic, radio engineering, electrical engineering and other high-tech industries used in space, aircraft, instrument engineering [6].

Consequently, the priority direction in the future for the Republic of Kazakhstan, is extraction, selection, obtaining of pure RM and REM and their compounds and further development of semiconductor, electronic, instrument-making and other advanced branches of science and technology. This is very important because almost all developed and explored reserves of mineral ores in Kazakhstan are composed of RM and REM [6].

References

1. Арбузов С.И. и др. Редкоземельные элементы в позднепалеозойских углях Северной Азии. // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов, 2016. Т.327. №8, 74-88 с.
2. Арбузов С.И. Геохимия редких элементов в углях Центральной Сибири: Автореферат. Дис. доктор геол.-минер. наук. -Томск, 2005 г.-19 с.
3. Арбузов С.И., Волостнов А.В., Машенькин В.С., Межибор А.М. Скандий в углях северной Азии. // Геология и геофизика, 2014, т. 55, № 11, с. 1649—1660
4. Гольдшмит В.М., Петерс К. О накоплении редких элементов в каменных углях. //Сборник статей по геохимии редких элементов: пер.с нем.-М.: Ред. Горно-топливной и геолого-разведочной литературы, 1938. С.41-53.
5. Кажумуханова М. З. Элементы-примеси в угольных месторождениях Казахстана // 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, Томск, 6-10 апреля 2015 г. : в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2015. — Т. 1. — [С. 105-106].
6. Каренов Р.С. Проблемы формирования рынка редких и редкоземельных металлов в Казахстане. // Вестник КарГУ, 2007 г.
7. Кизильштейн Л. Угольные примеси — ценные и коварные. //Журнал «Наука и жизнь» №5, 2014
8. Юдович Я.Э. Геохимия угля. // Вестник института геологии Коми научного центра Уральского отделения РАН, №3 март, 2005 г.
9. Юдович Я.Э., Кетрис М.П. Ценные элементы-примеси в углях. Екатеринбург.: УрО РАН, 2006. 538 с.

FEATURES OF GEOPHYSICAL METHODS AND EQUIPMENT WHILE DRILLING

M.M. Bazylev

Scientific advisor – assistant A.A. Islyamova

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Purpose of the research is possibilities of analysis of geophysical exploration, which is performed while drilling. The article discusses ways to implement the measurements in conjunction with drilling; methods used to perform geophysical tasks most effectively.

There is a trend towards integration of geophysical and drilling operations in order to reduce rig time and drilling risk significantly. To understand this issue we need consider this branch of geophysics, its potential and development at this stage.

Logging while drilling (LWD) is a technique of conveying well logging tools into the well borehole downhole as part of the bottom hole assembly.

Initial attempts to provide M/LWD date back to the 1920s, and attempts were made prior to WW2 with Mud Pulse, Wired Pipe, Acoustic and Electromagnetics. JJ Arps produced a working directional and resistivity system in the 1960s. Competing work supported by Mobil, Standard Oil and others in the late 1960s and early 1970s lead to multiple viable systems by the early 1970s, with the MWD of Teleco Industries, systems from Schlumberger (Mobil) Halliburton and BakerHughes. However the main impetus to development was a decision by the Norwegian Petroleum Directorate to mandate the taking of a directional survey in wells offshore Norway every 100 meters. This decision created an environment where MWD technology had an economic advantage over conventional mechanical TOTCO devices, and had led to rapid developments, including LWD, to add Gamma and Resistivity, by the early 1980s [6].

Logging while drilling is classified by several parameters [2]:

According to what measurements are used for:

Geosteering – well path parameters determination;

Formation lithology determination – rock, fault, reservoir type identifying;

Geomechanics – cementing quality control by acoustic log.

Equipment for providing it will be considered below.

There are two conditional groups of measurements according to measuring depth:

non-directional (axisymmetric, or axial) measurements of shallow depth (gamma-ray logging, neutron logging, acoustic logging, lateral logging are used) and large radial depth (quite long log sondes of induction logging are used);

directional (azimuthal) measurements of shallow depth (gamma-ray logging, neutron logging, acoustic logging, lateral logging – measurement methods by sector) and large radial depth (long sondes of induction logging are used) [1].

Logging while drilling is linked to a telemetry inseparably. The telemetry is a set of measurement tools and auxiliary equipment and communication facility for measurements and other data transmission to receiving equipment for monitoring. Telemetry consists of borehole tool and ground device for receiving and selecting formation signal with subsequent transformation and registration.

There is geophysical section among primary transducer of information in which there is rock resistance measurer, gamma-ray activity measurer, self-potential measurer and vibroacoustic properties measurer. There are also directional and technologic primary transducers of information besides geophysical section [3].

The telemetry type affects a gradation of the geophysical equipment in the bottom hole assembly [5]. The gradation also depends on what depth of investigation of exploration methods is and what the geophysical task is for certain conditions [1].

Considering exploration methods used in various companies, the basic of them was selected for the present article: gamma-ray logging, resistivity survey (induction logging is used, but it measures rock resistivity instead of rock electrical conductivity), directional survey, acoustic log.

Additional researches are used also for data validation. They are electromagnetic log, neutron density logging, lateral logging.

Let us consider the basic of exploration methods in detail. Gamma-ray logging is a shallow method, used in geosteering almost always. The gamma-ray logging instruments comparison will be addressed below (Table 1) [4, 5].

Table 1

The gamma-ray logging instruments parameters comparison

Parameters	Gamma-ray logging tool (Geolink, OJSC «Gers»)	Gamma-ray logging tool 'Scenturion' (JSC«Bashneftegeofizika»)	Gamma-ray logging tool (APS company production)
Vertical resolution	15 cm	No Data	15,2 cm
Update rate in real time	1 sample / 15 cm at 15 m/h 1 sample / 30 cm at 30 m/h 1 sample / 45 cm at 46 m/h (every 36s)	118 samples/m at 15 m/h (every 2s)	from 2,5 to 3,5 samples/ 30 cm at 15 m/h from 0,8 to 1,2 samples/30 cm at 45m/h (every 24s)
Rate of sampling	16 seconds, 8 seconds (with more storage place)	from 1 to 60 seconds (to storage – every 1s, to telemetry – every 2s)	5 seconds

Gamma-ray logging tool 'Scenturion' has the best update rate in real time and minimal rate of sampling comparing to the others, which give us the best accuracy and timeliness of the data because the rate of sampling is 2s and update rate is also 2s allow us monitor the data the moment they are measured. The other instruments have from 2 to 4 measurements for 1 update in real time that is not so accurate comparing to 'Scenturion'. Gamma-ray logging tool of APS company has the best vertical resolution though.

Electrical methods have a good depth of investigation for their using in geosteering. The resistivity meter comparison will be addressed below (Table 2) [4, 5].

Table 2

Resistivity meters parameters comparison

Parameters	Resistivity meter 'SlimTRIM' (Geolink, OJSC «Gers»)	Resistivity meter 'Centerfire' (JSC « Bashneftegeofizika »)	Resistivity meter 'WPR' (APS company production)
Research diameter	2,13 m at Rt = 1 ohm*m 2,845 m at Rt = 10 ohm*m 3,099m at Rt = 100 ohm*m	from 0,38 to 0,81m at Rt = 10 ohm*m from 0,49 to 0,97m at Rt = 100 ohm*m	from 0,117 m to 0,375m, depends on tool size
Operating frequency	20 kHz	400 kHz and 2 MHz	400 kHz and 2 MHz
Diameter of the tool	from 0,121m	No Data	from 0,089m to 0,204m

From the Table 2 the resistivity meter 'SlimTRIM' has the best research diameter among the others which is up to 3,1 m.

Acoustic log is used for cementing operation quality assessment, mud weight optimization, pore pressure prediction (geomechanics field), providing the effective porosity information to an operator and seismic data registration around the well [2].

Directional survey is a method used for well position determination. There are some parameters need to be researched: hole inclination, the azimuth of the deviation, whipstock orientation angle. To provide the parameters study the following tools are used: gyroscopic instruments, free gyroscope, inertial navigation system, magnetic device and etc.

Additional researches such as petrophysical rock properties are determined by the method of neutron density logging, which measures a density and a porosity of the rock. The method applies to the shallow depth methods.

When the rock parameters measurements are done, the data collected in storage place should be transmitted to receiving equipment in real time. There are several types of telemetry used for it, such as hydraulic, with the pipes, through the rock [3].

Therefore logging while drilling uses lots of geophysical methods in the analysis of it, basic of which are gamma-ray logging, resistivity survey, directional survey, acoustic log. In selecting of gamma-ray logging instrument it is recommended to choose the 'Scenturion' tool because it has the best update rate in real time and minimal rate of sampling, which give us the best accuracy and timeliness of the data. In selecting of resistivity meter it is recommended to use the 'SlimTRIM' device because it has the best research diameter. And also to get better data the additional researches are used.

References

1. Aksel'rod S.M. Methods of advanced navigation when drilling horizontal wells. Scientific review // Karotazhnik. –2012, – No.9, 91-100 pp.
2. Drilling and measuring [Electronic resource] // URL: https://www.slb.ru/services/drilling_measurements/ (date of the application:02.11.2017)
3. Epikhin A.V. Oil and gas field drilling technology. Lecture course. Tomsk, 2015.
4. Logging while drilling [Electronic resource] // URL: <http://bngf.ru/services/182/> (date of the application: 31.10.2017)
5. Logging while drilling [Electronic resource] // URL: <http://gerse.ru/service/LWD/> (date of the application: 27.10.2017)
6. Logging while drilling [Electronic resource] // URL: https://en.wikipedia.org/wiki/Logging_while_drilling (date of the application: 25.10.2017)

REVIEW OF GAZPROM BASIC STRATEGIC PROJECTS FOR SOLVING TASKS FOR GAS SUPPLYING OF RUSSIAN AND FOREIGN PARTNERS

N.Y.Bakalo, V.V.Chudinov

Scientific advisor – associate professor N.V.Chukhareva
National research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

According to the strategy program for the development of gas transmission network under the auspices of PJSC Gazprom (the Company), the goal of long term growth, in accordance with [3], is sustainable global leadership because of creation of a united gas supply system, covering not only the entire territory of the Russian Federation (RF), including areas with poorly developed infrastructure, but also foreign projects. Specification of the Company is the combination of some different technological functions aimed at extraction, transport, storage and processing, which allows solving diverse tasks of the industry complex on the basis of a powerful resource base and having a widely gas transportation system. Delivering products to other producers and rendering services for the transit of hydrocarbons, the current direction of the Company's development is the formation of an "energy bridge" between the markets of Europe and Asia and the consolidation of Russia among the world's energy leaders.

The purpose of the work is to review the main strategic projects of PJSC Gazprom under construction in the Eastern Gas Program (EGP), in the West of the country and on the regasification of liquefied natural gas (LNG).

Eastern Gas Program

In 2007, the Government of the RF approved a development strategy of EGP in order to create a unified production, transport system for natural gas in the territories of Western and Eastern Siberia, Far East for gas supply to these regions, including taking into account the likely export of products to the markets of China and other countries of the Asia-Pacific region. The Eastern Pacific Region. EGP will allow to form a modern gas transportation system (GTS), gas processing and gas chemical industries and organize new gas export routes according to the requirements of the world standards of quality and ecology, which defines this project as the largest in the history of modern Russia. In addition, a specific feature of EGP is the development along two routes, due to two sections of the borders with China along the eastern and western directions.

Eastern route

The first strategic project of the EGP in the Eastern route is the GTS "Power of Siberia", which will run through the territory of the Irkutsk Region, the Republic of Sakha (Yakutia), the Amur Region, the Jewish Autonomous Region and the Khabarovsk Territory. In these entities, natural gas production capacities are being created almost from scratch and 1,000-kilometer gas mains are being built. The first joint of the main gas pipeline "Power of Siberia" was welded on September 1, 2014. At the moment, the work is under way to lay the first section of the 2200 km gas pipeline from the Chayandinskoye field to Blagoveshchensk, where a gas pipeline will be built then for export to China, which will allow the construction of a 3000 km stretch. In the future, the GTS "Power of Siberia" will be connected in Khabarovsk with the Sakhalin-Khabarovsk-Vladivostok GTS put into operation. The second main strategic project of the EGP is the Amur Gas Processing Plant, which together with the GTS "Power of Siberia" will allow to extract various kinds of gas chemical raw materials from gas and export purified methane to China. This plant will become the leader in the Russian Federation for the production and processing of natural gas, including the production of inert gases (helium).

So, for 2014 the volume of gas from all gas processing plants in Russia is 40 billion m³. The Amur Gas Processing Plant will provide an annual turnover of 49 billion cubic meters of gas. The plant will consist of 7 threads, capacity of each up to 7 billion m³ of gas per year. At the first stage, 2 threads will be built, then annually the production capacity will be increased by 1 thread [4].

Western route

The main strategic project of the EGP along the western route is the "Power of Siberia-2" gas transmission system. "Gazprom" and "China National Petroleum Corporation" signed an agreement on the supply of natural gas on the "western" route on November 9, 2014, which will be implemented with the help of the "Power of Siberia-2" gas pipeline [2]. Proceeding from the project, the gas pipeline must pass through the territory of six constituent entities of the Russian Federation: the Yamal-Nenets Autonomous Area, the Khanty-Mansi Autonomous Area, the Tomsk Region, the Novosibirsk Region, the Altai Territory, and the Altai Republic. After the western border of China with Russia, the "Power of Siberia - 2" can be connected with the Chinese gas pipeline "East - West". After laying the gas pipeline, annual deliveries of 30 billion m³ are planned [1].

Strategic projects in the west of the country:

"Ukhta - Torzhok" and "Ukhta - Torzhok - 2"

The main gas pipelines "Ukhta-Torzhok" and "Ukhta-Torzhok-2" are of key importance for the development of the Unified Gas Supply System of Russia in the corridor from the Yamal to the Gulf of Finland. They are designed to deliver additional volumes of gas to the North-West of Russia for gas supply and gasification of domestic consumers and supplies for export. The construction of the Ukhta-Torzhok-2 gas pipeline began in October 2015. At present, construction and installation work is underway on the linear part of a total length of 500 km. The gas pipeline will be built and ready for operation by the end of 2019 [5].

"Turkish Stream"

"Turkish Stream" will significantly improve the reliability of gas supply to Turkey, as well as South and South-Eastern Europe. Turkey is one of the largest consumers of Russian gas. At present, its deliveries to the republic are carried out via the "Blue Stream" gas pipeline and the Transbalkan gas pipeline. "Turkish Stream" is a new gas pipeline for export to Turkey across the Black Sea, which will consist of two threads: one for export to Turkish consumers, the second for gas supplies to South and South-Eastern Europe. The capacity of the first and second threads of the "Turkish Stream" will be 15.75 billion m³ each. The offshore section of the "Turkish Stream" will pass from the "Russkaya" CS in the Anapa along the bottom of the Black Sea to the coast of Turkey. The length is more than 900 km. Next, a land transit line will be laid to the border of Turkey with neighboring countries. In September 2016, Gazprom received the first permits of the authorities of the Republic of Turkey for the implementation of the "Turkish Stream". On October 10, 2016, the Agreement between the Government of the Russian Federation and the Government of the Republic of Turkey on the "Turkish Stream" project was signed.

"Nord Stream – 2"

"Nord Stream-2" is a new export gas pipeline from Russia to Europe via the Baltic Sea. In connection with the successful implementation of the "Nord Stream" project, it was decided to create the "Nord Stream-2" gas pipeline from Russia to Europe via the Baltic Sea, which would directly link Gazprom and European consumers and ensure high reliability of exports to Europe. The point of entry of the "Nord Stream-2" gas pipeline into the Baltic Sea will be the Ust-Luga region of the Leningrad Region, then the gas pipeline will pass across the Baltic Sea and exit on German territory in the Greifswald area, near the exit point of the "Northern Stream". The length of the gas pipeline will be more than 1200 km. The aggregate capacity of the two "Nord Stream-2" threads is 55 billion m³ of gas per year. Thus, the total design capacity of "Nord Stream" and "Nord Stream -2" is 110 billion m³ of gas per year. The project is planned to be put into operation in 2019.

Strategic projects on regasification of liquefied natural gas (LNG)

LNG regasification terminal in the Kaliningrad Region

At present, the Kaliningrad region receives natural gas via the Minsk-Vilnius-Kaunas-Kaliningrad transit gas pipeline. Taking into account the peculiarities of the geographical location of the region, the possibility of obtaining natural gas by sea in a liquefied form will significantly increase its energy security. Therefore, on the coast of the Baltic Sea, Gazprom is working on the construction of a terminal for receiving, storing and regasifying liquefied natural gas. The terminal will be connected to the existing gas pipeline in the Kaliningrad underground gas storage area, which will allow gas to be channeled to the region's consumers and pumped into the storage. The process of regasification of liquefied natural gas will be carried out on a floating regasification unit. The terminal will provide an opportunity to supply gas to consumers in the Kaliningrad region in the amount up to 2.7 billion m³ of gas per year. As a result, the gas supply of the region, if necessary, can be completely autonomous for a long time. The project put into operation in the end of 2017.

Baltic LNG

In recent years, the liquefied natural gas market has been showing steady growth. The demand for liquefied natural gas dictates the need to build new capacity for its production. "Baltic LNG" is a plant for liquefying natural gas in the Leningrad Region. It is aimed, first of all, on the market of Europe and Latin America. The plant will be built near the seaport of Ust-Luga, its capacity will be 10 million tons per year.

References

1. Altai (gas pipeline) // Universal multilingual universal Internet encyclopedia with summary content "Wikipedia" [Electronic resource] // URL: [https://ru.wikipedia.org/wiki/Altay_\(gas_pipeline\)](https://ru.wikipedia.org/wiki/Altay_(gas_pipeline)) (date of the application: 01.02.2017).
2. Altai gas pipeline will pass directly to China, probably along the Ukok Plateau // Transportation and Storage / Communication Group Neftegaz.RU [Electronic resource] // URL: <http://neftgaz.ru/news/view/132396-Gazprovod-Altay-proydet-v-Kitay-napryamuyu-veroyatno-po-plato-Ukok> (date of the application: 01.02. 2017).

3. Strategy // About Gazprom / Public Joint-Stock Company PJSC Gazprom [Electronic resource] // URL: <http://www.gazprom.ru/about/strategy/> (date of the application: 01.02.2017).
4. Construction of the Amur GPP // Joint Stock Company "Research and Design Institute for Gas Processing" [Electronic resource] // URL: <http://www.nipigas.ru/about/amur/> (date of the application: 01.02.2017).
5. "Ukhta-Torzhok" and "Ukhta-Torzhok-2" // Development of the northern corridor of the UGSS of Russia / Projects of PJSC Gazprom / Public Joint-Stock Company PJSC Gazprom [Electronic resource] // URL: <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/pipelines/active/ukhta-torzhok2/> (date of the application: 01.02.2017).

DETERMINATION OF WELLBORE STABILITY IN ROCK MASSIF

D.A. Balashov

Scientific advisor – engineer D.V. Konoshonkin

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Wellbore stability during drilling process should be estimated accurately and wellbore trajectory should be designed such that drilling process is mostly safe according to the collapse of borehole walls. For example, until the target drilling depth is reached a well penetrates rocks with different mechanic properties and stresses' spectra due to the difference in geological properties and chemical composition. It leads to the possible solution by which unstable rocks are penetrated with zero vertical angle so as not to allow excess tangential stresses to be formed near the wellbore. It diminishes the risk of collapsing (Figure 1).

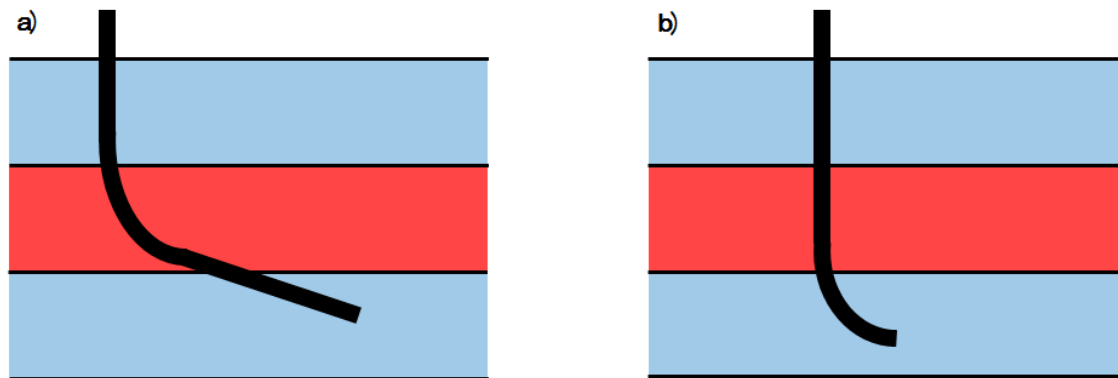


Fig. 1 Relationship between KOP and formation stability: a) build-up section is designed within the unstable formation (KOP is at the top); b) build-up section is located below the unstable formation (KOP is at the bottom)

Moreover, rocks may be characterized by critical build-up rate. That is why drilling well trajectory should be designed such that build-up section is not in the formation with undesired properties for this option, as shown in Fig. 1a, or build-up rate must be as low as possible.

If these requirements are not followed, it causes well's collapsing which may lead to following aftermaths:

Choosing of untrue and unsafe trajectory for well drilling can lead to inability of using less expensive water-based drilling mud and another more expensive drilling fluid has to be used instead, such as polymer drilling mud that allows hardening action on wells. Not only it is more expensive but more dangerous for the environment and it is harder to utilize it;

Collapsing causes reduction in rate of penetration due to the excess quantity of drilling cuttings in the wellbore, poor circulation of mud. It all makes drilling of particular well more expensive;

Unsafe drilling can cause the local increase in well diameter that will inevitably require higher volume of cement slurry for well cementing;

The critical case is that when further drilling operations' performing is not possible and it will be obligatory to install additional casing string so as to isolate the problematic interval. It will raise the price of well drilling and can even lead to inability to lower the tubing string of necessary diameter due to decreased casing internal diameter.

The basic aim is to investigate how geological conditions influence the wellbore stability so as to optimize the drilling process, reduce possible risks and choose the safest and most economically viable drilling method and most suitable well trajectory.

Since drilling starts from the pad for the field being developed it is recommended to use the existing pads for drilling new wells but not installation of new pads for new wells. It will severely reduce capital costs for operating company. So the particular problem now is how to choose the most appropriate pad for drilling depending on the safety drilling (Fig. 2).

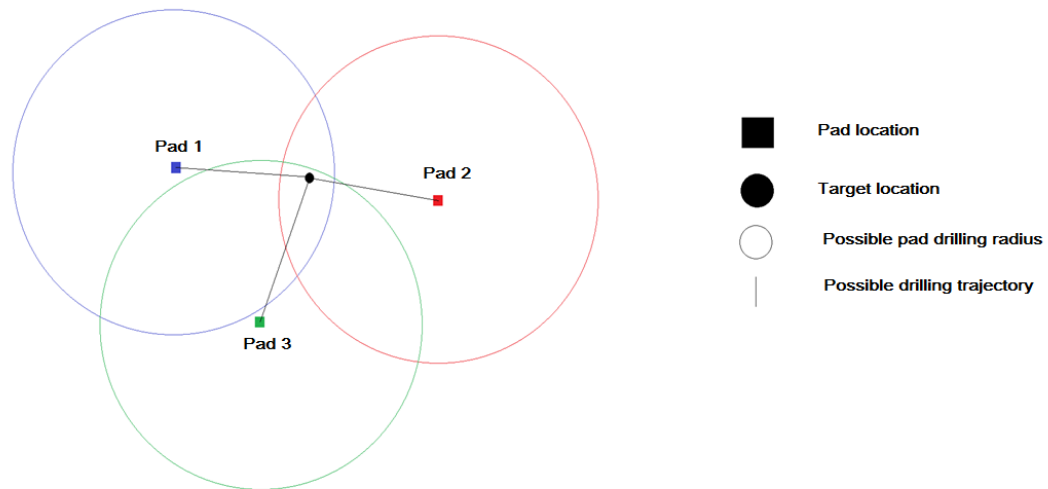


Fig.2 Possible trajectories of drilling the development well

While calculating of the wellbore stability it was gained that drilling from the pad 1 with “S-shape” trajectory is the most optimal way due to the unstable rocks right above the target reservoir. Drilling from the pad 3 the most advisable drilling trajectory is “Build and Hold” as it is the simplest possible type here when there are no any possible crucial drilling problems. The pad 2 allows drilling down to the target point if the well is vertical at the upper portion (“Deep Kick Off”). More stable rocks at the lower portion allow high build up rate (Figure 3). When the economic viability was estimated it was proved that here the trajectory “Deep Kick Off” is the most viable while being safe for drilling.

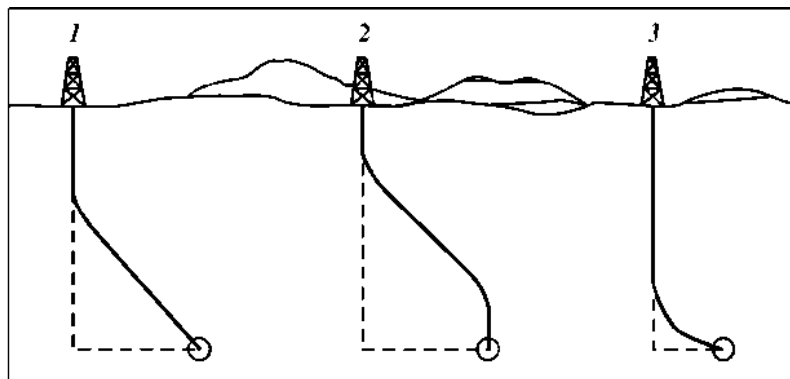


Fig.3 Types of drilling trajectories: 1 - Build and Hold, 2 - S-shape, 3- Deep Kick Off

References

1. Zoteev, O.V. Geomechanics: Training manual / O.V. Zoteev. – Ekaterinburg: UGGU, IGD URO RAN, 2003. – 252 p.
2. Zoback D., Mark Reservoir Geomechanics/ interdisciplinary book/ Mark D. Zoback. – Cambridge: Cambridge University Press, 2010. – 461 p.

INVESTIGATION OF THE INFLUENCE OF FEEDSTOCK CONSUMPTION ON THE PROCESS OF CATALYTIC DEWAXING AND OPTIMIZATION OF THE TECHNOLOGICAL MODE

E.K. Bedareva

Scientific advisor – assistant professor N.S. Belinskaya
National research Tomsk polytechnic university, Tomsk, Russia

The aim of the work is to study the process of catalytic dewaxing using a mathematical model. The urgency of the work lies in the growing demand for low-hardening products [4]. The raw material of the dewaxing process is a mixture of a straight-run diesel fraction and atmospheric gas oil. Process products include stable gasoline, components of diesel fuels: fraction 180-240 °C, fraction 240-340 °C; fraction > 340 °C. Using the mathematical model [1,2], the influence of consumption on the process of catalytic dewaxing, as well as on the content of normal paraffins in the product, the CFPP (cold filter plugging point) and the yield of the product were investigated. Initial data for calculation was feedstock compositions and ratios of the mixed feedstock flows at two options of the industrial dewaxing unit operation. Table 1 shows the ratios of fractions in the mixed feedstock of the dewaxing process for two options of the industrial unit operation.

Table 1

Ratios of fractions in the mixed feedstock of the dewaxing process

Fraction	Options of the industrial dewaxing operation	
	Option 1	Option 2
	%	
Diesel fraction	75	0
Atmospheric gas oil	21	93
Visbreaking gasoline	4	7

The range of variation of flow rate is selected in the range of 280-320 m³/h in increments of 10. Process temperature is 350 °C, flow rate of hydrogen-containing gas is 15.000 m³/h, pressure is 6.9 MPa.

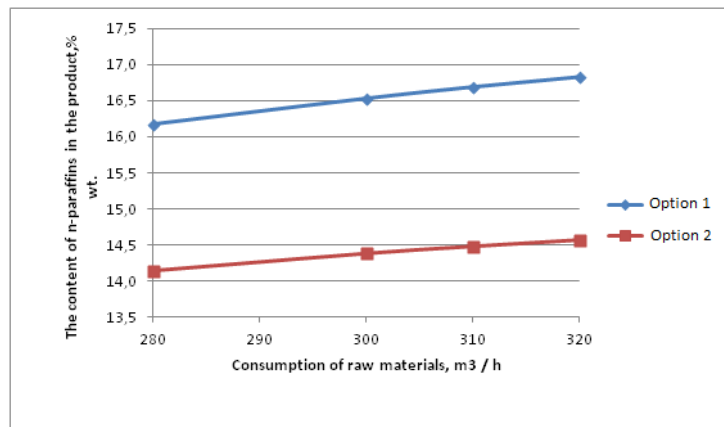


Fig. 1. Dependence of the content of n-paraffins in the product on the consumption of raw materials

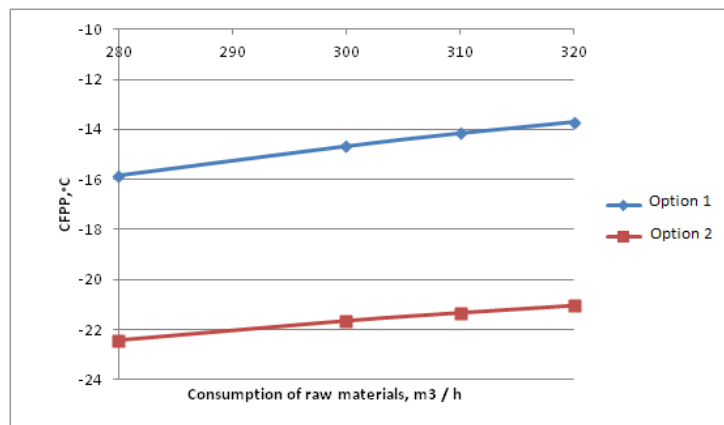


Fig. 2. Dependence of the product CFPP on the consumption of raw materials

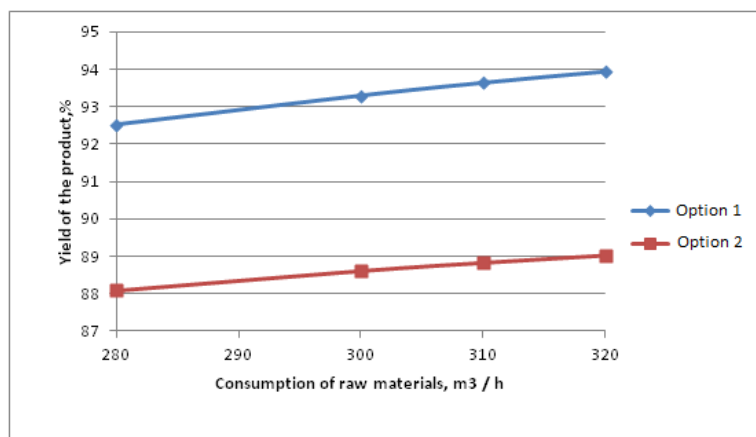


Fig. 3. Dependence of product yield on raw material consumption

With an increase in the flow rate from 280 to 320 m³/h, the content of n-paraffins in the product increases by 0.6%wt. for the first variant of the plant operation and for 0.5%wt. for the second option. With increasing raw material consumption, CFPP of the product increases, this is due to directly proportional dependence of the content of n-paraffins and the maximum filterability of the product. With the increase in raw material consumption, the yield of diesel fuel increases, this is due to lower contact time and thus the conversion of n-paraffins of diesel range. In this work technological mode of the dewaxing process was optimized for the feedstock consumption 280 and 300 m³/h. For the second option of the dewaxing unit operation the reaction temperature was selected in such a way that CFPP=-20 oC [3]. The calculation was carried out for reaction temperature higher and lower than optimum temperature by 5 oC. The results of optimization are shown in Table 2.

Table 2
Optimization results for the composition of raw materials during the operation of the catalytic dewaxing plant according to "Option 2" in the production of diesel fuel in winter

Consumption of raw materials, m ³ /h	Optimum temperature, °C	The content of n-paraffins in the product, % wt.	CFPP of the product, °C	Yield of diesel fuel, %
280	330	15.10	-19	90
	335	14.85	-20	89
	340	14.59	-21	88
300	333	15.10	-19	90
	338	14.88	-20	89
	343	14.64	-21	88

Based on the optimization results, the following conclusions can be drawn:

1) With increasing raw material consumption in the dewaxing process, maintaining the optimal temperature in the reactor allows to obtain components of diesel fuels with the required low-temperature properties (CFPP -15 °C and -20 °C for inter-season diesel fuel and winter diesel fuel), while maintaining a high yield (93% and 89%).

2) In the raw material consumption range of 280-300 m³/h, the optimal temperature in the dewaxing reactor is in the range of 347-357 °C for raw materials consisting of a mixture of diesel fraction, atmospheric gas oil and visbreaking gasoline (Variant-1) with a high content of n-paraffins C₁₀-C₂₇ (16.7%wt.) and 335-342 °C for raw materials consisting of a mixture of atmospheric gas oil and visbreaking gasoline (variant-2), with a low content of n-paraffins C₁₀-C₂₇ (14.9%wt.).

References

1. Belinskaya N.S., Frantsina E.V., Ivanchina E.D., Popova N.V., Belozertseva N.E. Determination of optimal temperature of catalytic dewaxing process for diesel fuel production // Petroleum and Coal. – 2016 – Vol. 58 – №. 7. – p. 695-699.
2. Belinskaya N.S., Ivanchina E.D., Ivashkina E.N., Sejtenova G. Studying Patterns of Synthesis of Low Freezing Distillates from Atmospheric Gasoil by Means of Mathematical Modelling // Current organic Synthesis. – 2017 – Vol. 14 (3). – p. 365-371.
3. GOST 32511-2013 (EN 590:2009) Diesel Fuel EURO. Specifications.
4. Zhao Z., Xue Y., Xu G., Zhou J., Lian X., Liu P., Chen D., Han S., Lin H. Effect of the nano-hybrid pour point depressants on the cold flow properties of diesel fuel // Fuel. – 2017. – Vol. 193. – p. 65-71.

FORMATION OF NEW MICRODISTRICTS AREA WITHIN THE SANITARY PROTECTION ZONE OF THE TOMSK UNDERGROUND WATER INTAKE

L.N. Chilinger

Scientific advisors: professor V.K. Popov, assistant professor I.A. Matveenکو

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Water is the most important natural resource for all living organisms including humans. However, a great number of enterprises in cities (and in close proximity to them) significantly worsen the quality of surface waters, which makes city dwellers use groundwater for their domestic needs. The city of Tomsk can serve as an example in this case, as here an underground water intake located in the territory of the Ob-Tomsk interfluvium has been used as a main source of water supply since 1973.

Since the useful resources of the Tomsk water intake are mainly conditioned by infiltration of atmospheric precipitation, it is very important to prevent any chance of groundwater contamination from the surface. This circumstance imposes certain restrictions in the economic use of the sanitary protection zone of the water intake, excluding any threat of contamination of the used groundwater [1].

All wells are located in the first ring of the sanitary protection zone (strict regime), where there are only bodies of the Tomsk water intake (wells, pavilions above them, and water channels) [3]. In February 2014, the boundaries of rings 2 and 3 of the sanitary protection zone were included in the State Cadastral Register by the Department of Natural Resources and Environmental Protection of the Tomsk Oblast, within which (as well as the left bank of the Tom River) there are many settlements.

Currently (the last 10 years), the boundaries of these settlements increase mainly due to former collective farm lands for agricultural purposes because of adding new microdistricts: South part s. Zorkal'cevo, TSN «Zorkal'cevskie Usad'by» (s. Zorkal'cevo), DNP «Sloboda Vol'naya» (okr. s. Zorkal'cevskoe), DNT «Solnechnyj Plyus» (okr. s. Zorkal'cevskoe), DNT «Plastikoff» (okr. d. Porosino), DNP «Opushkino» (okr. d. Porosino), mkr. «Pashino» (d. Petrovskij Uchastok), mkr. «Zapadnyj» (d. Petrovo), DNT «Yasnaya Polyana» (okr. d. Ehushta), mkr. «Ehleonor» (d. Popadejkino), mkr. «Snegiri» (s. Kajdalovka), mkr. «Serebryanj Bor» (p. Kajdalovka), mkr. «Severnyj Park» (d. Kislovka, s. Timiryazevskoe).

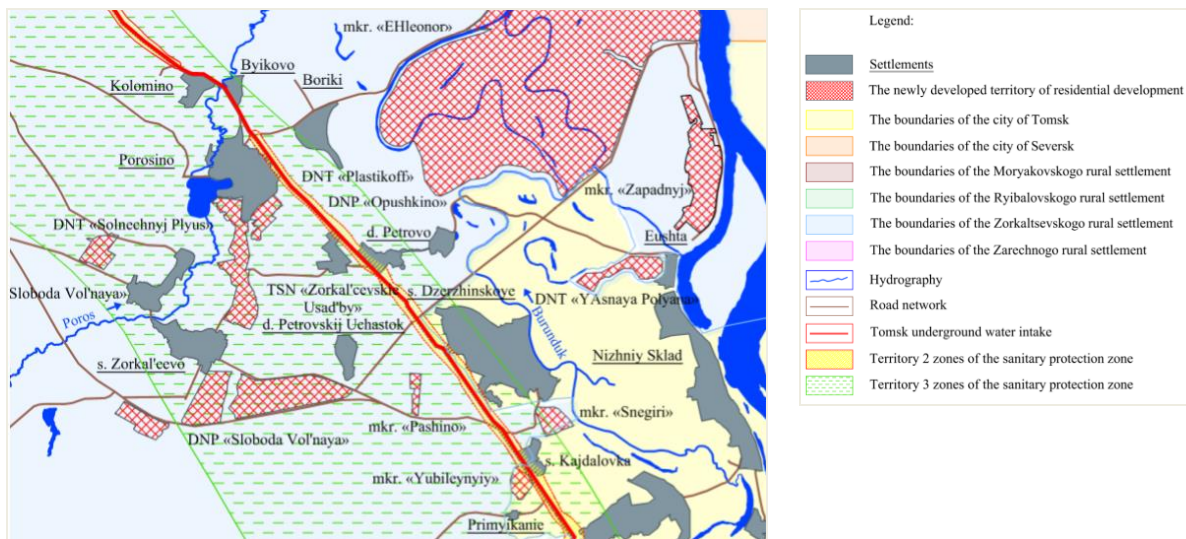


Fig. 1 Fragment of territorial land management of the left bank of the Tom River (Tomsk and Zorkal'tsevo settlement)

As a result of the research, for the first time, a schematic map of territorial land management was designed for the territory of the lower reaches of the Tom River, the fragment of which is presented in Figure 1. This map shows the long-established and registered boundaries of settlements and new territories that are actively built up. In addition, the map of territorial land management takes into account not only the purpose of land management, but also the that of water use as socio-economic processes of the territory and means of production associated with land and water resources and influenced by changes in productive forces and production relations.

The initial data were: the regulatory framework (Federal Laws and Codes of the Russian Federation in the field of land management and water use, drafts of the sanitary protection zone of water supply sources, planning and land surveying projects, etc.), cartographic documents (1: 10000 scale ROSKOMZEM "VISKHAGI"), reference and information resources (public cadastral map pkk5), software (Microsoft Word and Microsoft Exel text editor, graphic material - AutoCAD LT 2017 programs and " Cadastre ").

The urban sprawl and population increase have led to a significant growth in the volume of water consumption, which, accordingly, resulted in the formation and development of a depression funnel within the Tomsk underground water intake, as shown in Figure 2.

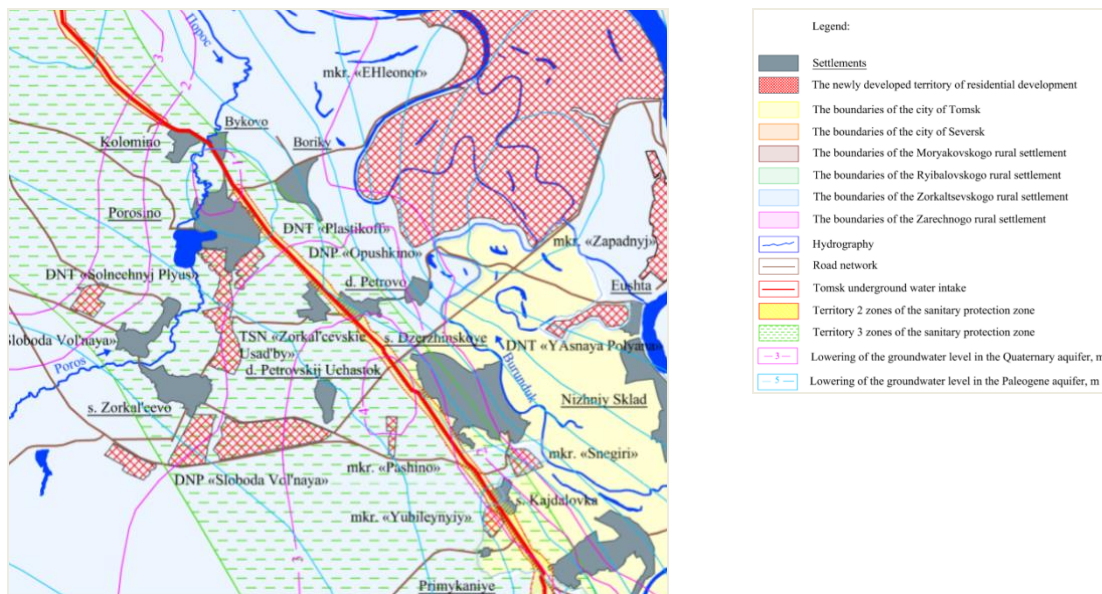


Fig. 2 Fragment of the territorial planning scheme within the first stage of the Tomsk underground water intake

Currently, a new microdistricts is planned to be built in the agricultural lands (former marginal lands) located in the second and third rings of the sanitary protection zones, which are partially intended for permitted use, i.e. for summer construction. In permits, as a rule, there is no encumbrance under restriction of various types of activities in the areas of sanitary protection provided by SanPiN [3].

Most of the lands where new microdistricts are located are the share lands that were given to citizens for free in joint ownership in the early 1990s, arable lands and were intended for agricultural use. Businessmen bought these lands and transferred them to the category of settled lands.

Today all land plots of these microdistricts are included in the state cadastral register and owned by citizens and legal entities. All new microdistricts are referred to as cottage settlements, which imply the construction of cottages, individual garages, baths and outbuildings. In this case, a sewerage and cleaning system should be provided. However, according to the documents, the management of dacha and horticulture means mainly the construction of a dacha (garden) house and the cultivation of crops.

The development of new territories intended for permanent residence of citizens has a significant anthropogenic impact: the transport systems, the discharge of untreated municipal sewage, etc [2].

In addition, a number of new microdistricts are located in the floodplain of the Tom River. As is known, certain requirements are imposed for the construction in floodplains. Any building erected in the floodplain is an obstacle to flood flow, as it changes flow direction and speed, affects both the state of the floodplain and deformation of the channel in the adjacent areas. Floodplain inundates during floods, which is also a negative factor for construction of residential buildings.

Spatial planning considers new man-made loads on natural landscapes during the operation of engineering infrastructure facilities, which involves smart land management and water use.

As a result of the research, recommendations for the sustainable development of catchment urbanized areas have been developed, which can be used both for geomonitoring research and engineering surveys in the field of land management and efficient water use.

References

1. Popov V.K., Kozina M.V. (2015) / EHkologizaciya kadaastrovoj ocenki zemel' dlya ustojchivogo razvitiya urbanizirovannyh territorij // Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesurov, Tomsk.
2. Popov V.K., Korobkin V.A., Rogov G.M. [i dr.] (2002) / Formirovanie i ehkspluataciya podzemnyh vod Ob'-Tomskogo mezhdurech'ya - Tomsk: Izd-vo Tomskogo arhitekturno-stroitel'nogo universiteta – 138.
3. Postanovlenie ot 14 marta 2002 goda N 10 o vvedenii v dejstvie sanitarnyh pravil i norm "Zony sanitarnoj ohrany istochnikov vodosnabzheniya i vodoprovodov pit'evogo naznacheniya. SanPiN 2.1.4.1110-02" (s izmeneniyami na 25 sentyabrya 2014 goda).

ABNORMALLY LUMINESCENT LAYERS IN THE BAZHENOV FORMATION OF THE WEST SIBERIAN BASIN

E. S. Deeva

Scientific advisor – professor S.I. Arbuzov

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The study in core of wells drilled in the sediments of the Western Siberian basin and, in particular, the Bazhenov formation is accompanied by photography of the core under ultraviolet light to determine the presence of hydrocarbons (HC), which are known to luminesce when irradiated with UV light.

As a result, in the core of the Bazhenov formation abnormally luminescent layers (ALL), mostly of clay composition were discovered. Their thickness is from several mm to 1 cm (Fig. 1) (Deeva, 2017). Selected layers have been stated in many wells in Tomsk Oblast and Khanty-Mansyisk Region. Earlier established interlayers have not been examined, which conditions the relevance of this study.

The aim of the research is to study the composition of the abnormally luminescent clay layers.

The main objective of the research is to study comprehensively the composition of the clay fractions of luminescent layers and the nature of the luminescent. Samples from selected areas were investigated by X-ray diffraction and petrographic analysis.

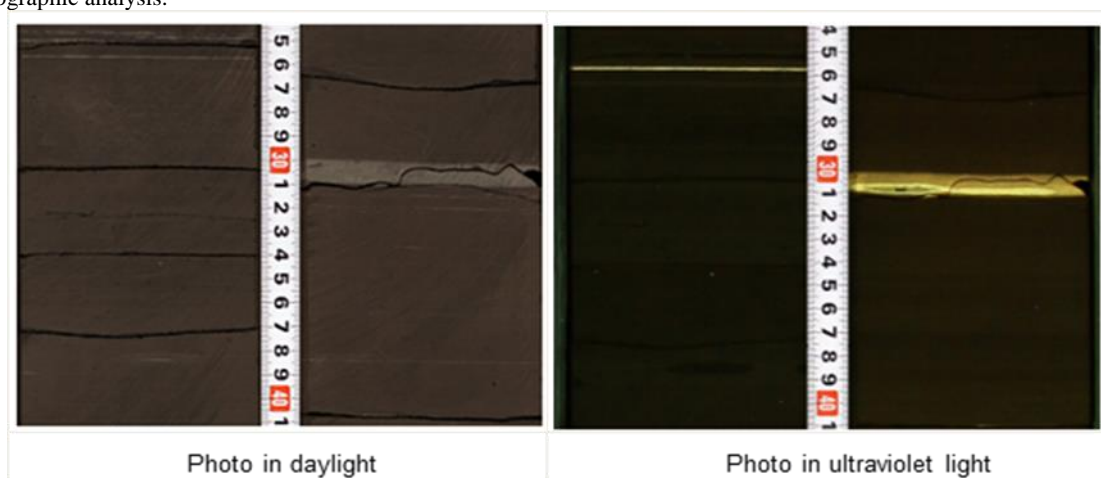


Fig. 1 Abnormally luminescent layers in the rocks of the Bazhenov formation.

At first, character and the nature of the luminescence were either associated with the oil-saturation or possible presence of the carbonates in the rocks. According to the results of x-ray analysis, content of carbonate minerals does not exceed the impurity content (no more than 5%) in the samples and cannot be a reason for the glow.

To determine the exact composition of rock clay fraction from the layers with abnormal luminescence we carried out x-ray analysis. The analysis of the clay from rocks has revealed the following composition: kaolinite and illite. We noticed a slight shift from the original location of illite on diffractogramme. According to reference data the first basal reflection at 9.98 Å is typical for illite, whereas that received by us is 11.3 Å, which suggests the alteration of the illite crystal lattice. A detailed study established the presence of the group of mixed-layer minerals illite–smectite. To examine the mineral framework of rocks from samples with anomalous luminescence under UV light, petrographic analysis of one of the samples was carried out. Microscopic description of the studied contact rocks showed the presence of typical Bazhenov Suite argillites and the ALL. It is also typical the absence of organic matter for the rocks of the studied ALL.

Thus, the layers with abnormally luminescent glow under ultraviolet light were detected in many wells in Tomsk region. The results of the research showed that layers are primarily composed of clay minerals, and contain no hydrocarbons. The nature of the luminescence is not associated with the presence of carbonate minerals or saturation of the rock, and presumably associated with mineral compounds in the composition of the mineral.

According to the preliminary data, the nature of the ALL formation is referred to volcanic.

References

1. Deeva E.S., 2017. Nature of abnormally luminescent layers in the the Bazhenov formation of the West Siberian basin //Proceeding of the 20 st Interntional Scientific symposium of students, postgraduates and young scientists of the name of academic Usov, Part 1, 860 p., (In Russian).

GEOCHEMICAL FEATURES OF POPLAR LEAVES ELEMENTAL COMPOSITION IN URBAN AREAS (BY THE EXAMPLE OF BLAGOVESHCHENSK)

L.A. Dorohova

Scientific advisors: professor L.P. Rikhvanov, associate professor D.V. Yusupov,
associate professor I.A. Matveenکو

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Plants are an extremely important indicator to characterize the state of the environment. They are main producers. Their role in the ecosystem is difficult to overestimate. Due to the fact that the plants are attached organisms, the state of their body reflects the state of specific local habitats. Plant availability and ease of collecting material condition the ease of their use in research. Woody plants act as a universal natural filter, because they extract various elements and concentrate them in the tissues. An excess of certain elements can disturb important physiological and biochemical processes in the plant organism [4,6].

Plants have advantages such as ability to be toxically tolerant to pollutants; ability to concentrate pesticides; fast growth accompanied with high biomass yield, a deep root system, ease to harvest and so on [1].

Blagoveshchensk is an administrative center in the Amur Region on the China's border; it is located on the confluence of the Amur and Zeya Rivers. Its population is about 215 000 people within the area of 57,8 km². Blagoveshchensk heat electric plant, located in north-west industrial area, is the main source of air pollution. Its gross emission to the atmosphere is more than 33,000 tons, about 8,800 tons of which are solid contaminants. There is also a metallurgical plant, Amursky Metallist, a plant of the conversion of gold- and iron-containing ores, working on bank protection, reconstruction and improvement of the embankment in the territory and so on.

The adverse effects on human health due to atmospheric particulate pollution have been studied in recent years [2,7]. Urban residents are at particular risk from certain anthropogenic sources such as traffic, and a rapidly increasing urban population worldwide gives these studies additional importance because growing number of people will be exposed to urban particulate pollution [5]. There are sedimentary, volcanic and intrusive complexes of acid composition in the investigated territory that determine the geochemical specialization of the territory.

The aim of research is to assess the ecological and geochemical conditions of the Blagoveshchensk area in terms of the study in the elemental composition of poplar leaves (*Populus balsamifera* L.)

Fourty samples of poplar leaves were collected in September, 2013 in a uniform sampling network, a sampling step being of 1 × 1 km. Leaves were collected from the lower outer part of the crown at a height of 1,5-2 m from the surface of the earth from approximately single-aged trees of two types: *Populus suaveolens* Fisch and *Populus balsamifera* L. regardless of their species specificity. Preparation of samples for analysis included drying at room temperature, grinding, weighing and ashing. The ashing of leaf samples was made by dry mineralization in accordance with the requirements of GOST 26929-94 [3]. We used an instrumental neutron-activation analysis method in the accredited Nuclear-Geochemical Laboratory at the IRT-T research reactor of Tomsk Polytechnic University in accordance with certified methods (analysts AF Sudyko and LF Bogutskaya) and electron microscopic analysis.

First of all, concentration coefficients were calculated and geochemical row were constructed. In these rows rare earths elements are allocated. Then, groups of element association were determined with the help of statistical processing which were represented by light and heavy rare earth elements (Fig. 1).

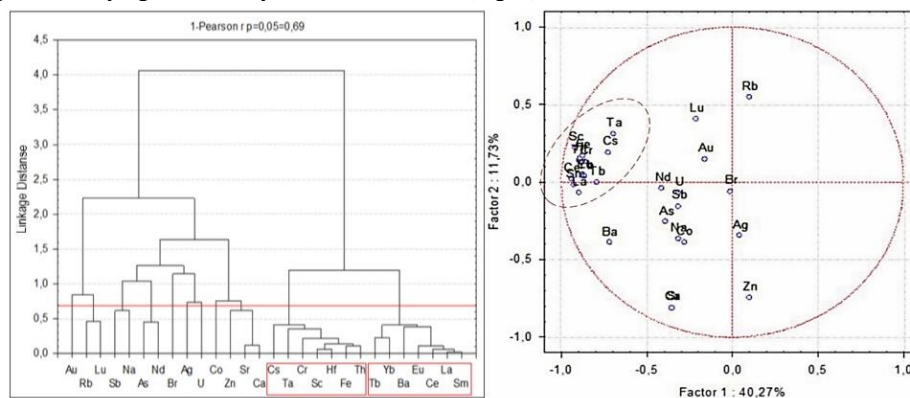


Fig. 1 A – Dendrogram of the correlation matrix of the geochemical spectrum elements in the ash of poplar leaves of Blagoveshchensk ($1-r = 0,69$); B – Factor loads on the total dispersion of the geochemical spectrum of elements in poplar leaf ashes

Figure 2 shows the rare-earth elements distributed almost throughout the study area. As a result, light rare-earth elements dominate. The identification of this spectrum of the elements may serve as an indicator of the petrogenic factor, which is due to the wind transfer of the material that enters the territory. The identification of this spectrum of elements is probably an indicator of the petrogenic factor, which is due to the wind transfer of the material that enters the composition of the territory.

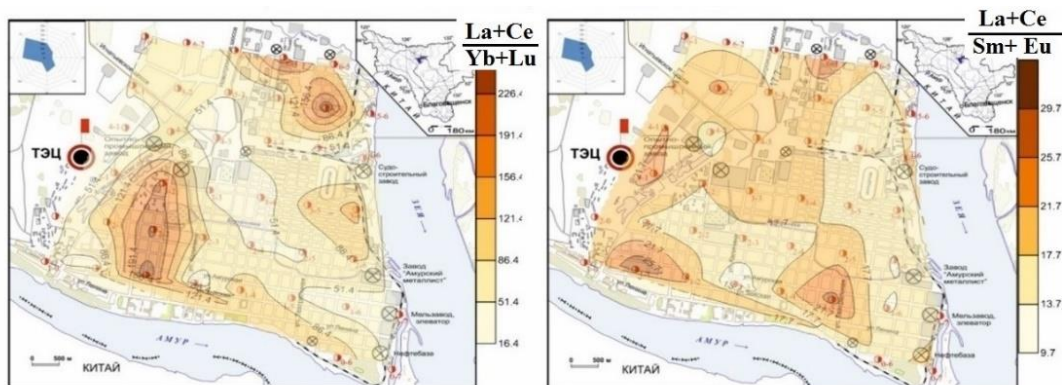


Fig.2 Distribution of ratios of rare earth elements on the territory of Blagoveshchensk City according to poplar leaf testing (ppm)

Finally, an integral estimation of the elements in poplar leaves was carried out with the help of an additive index. Firstly, the concentration coefficient relative to the median was calculated. Then, the concentration coefficients ($\geq 1,5$) were added together and divided by the number of elements for each point. After that, the circuit maps were built.

The maximum values of the additive index of Ag are localized on the shoreline along the Amur River. There are works on bank protection, reconstruction and improvement of the embankment in the territory, where influence of coastal shoals (wind spacing) is observed. High values are localized in the industrial zone in the north-west of the territory. Besides, high concentration is found in the area of residential development, because local residents use local low-quality coal. Aerogenic trail is present throughout the territory, which is associated with the geochemical specialization of the territory and the composition.

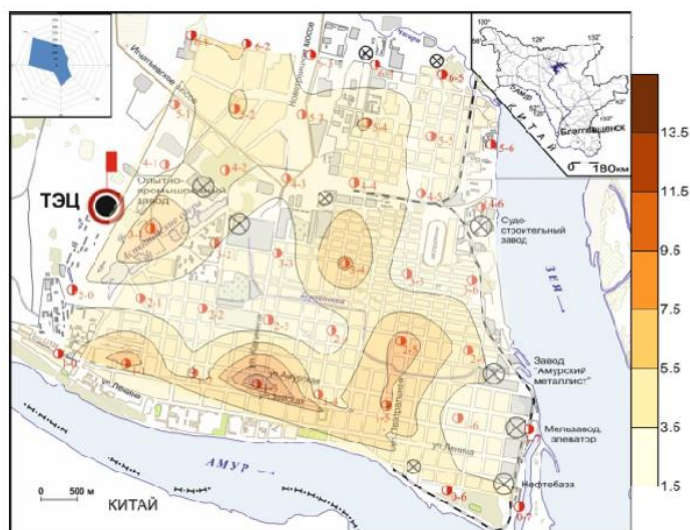


Fig. 3 Integral evaluation of the content of elements in poplar leaves

Therefore, in the territory of Blagoveshchensk there is an excess content of medium and light lanthanides of the cerium series (Sm, Eu, La, Ce, Nd), rare (Ta, Hf) scattered elements in the poplar foliage ash. These elements are likely to be indicators of the petrogenic factor. It is due by the wind transfer of material of volcanogenic and intrusive rocks of acidic composition that are part of the composition of this territory.

It was concluded that poplar leaves have indicating properties, which make possible to use them in biogeochemical monitoring to assess environmental pollution.

References

1. Anicic, M. (2011). Trace elements accumulation and temporal trends in leaves of urban deciduous trees (*Aesculus hippocastanum* and *Tilia* spp.). *Ecological Indicators*. № 11, pp. 824–830
2. Daniels M. J. et al. The National Morbidity, Mortality, and Air Pollution Study. Part III: PM10 concentration-response curves and thresholds for the 20 largest US cities //Research report (Health Effects Institute). – 2004. – №. 94 Pt 3. – C. 1-21; discussion 23-30.
3. Health Effects Institute, Cambridge, MA. 1-21.
4. GOST 26929-94 (2002). Raw materials and food products. Preparation of samples. Mineralization to determine the content of toxic elements. - М . ИПК Publishing house of standards. Pp. 31.
5. Kabata-Pendias A. (2011). Trace elements in soils and plants, Fourth Edition. CRC Press. Pp. 548

6. Speak A.F., Rothwell J.J., Lindley S.J., Smith C.L. (2012). Urban particulate pollution reduction by four species of green roof vegetation in a UK city. *Atmospheric Environment*. Pp. 283-293
7. Stobrawa K, Lorenc-Plucińska G. (2008). Thresholds of heavy-metal toxicity in cuttings of European black poplar (*Populus nigra* L.) determined according to antioxidant status of fine roots and morphometrical disorders. *Sci Total Environ*. Pp. 86–96.
8. Tchepele O., Dias D. (2011). Quantification of health benefits related with reduction of atmospheric PM10 levels: implementation of population mobility approach. *International Journal of Environmental Health Research*. Pp. 189-200.

THE INVESTIGATION OF THE ANISOTROPY OF FLOW PROPERTIES OF TERRIGENOUS RESERVOIRS

R.I. Ermekov

The scientific advisor – associate professor V.P. Merkulov
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

In this paper we consider the problem of studying the anisotropy of the permeability in terrigenous reservoirs during the development of oilfields in Russia. In the conventional representation the anisotropy is the ratio of horizontal K_h and vertical K_v permeability, which reflects unevenly oriented heterogeneities in the texture of the rock. In addition, the magnitude of anisotropy is characterized by scale and the orientation or azimuth of the maximum permeability axis. The existence of anisotropy is confirmed by many studies around the world. In Russia, the most common way of development is waterflooding. Such oilfields at the late stages of development are characterized by high water cut of well and low value of areal sweep efficiency. These results are attributed to the presence of anisotropy and water movement along the selective directions of high permeability formations from injection to production wells [4]. The effectiveness of the very widely discussed method of directional fracturing (fracturing) depends on the direction of the cracks. This direction depends on the ratio of the radial and tangential stresses of the natural stress field in the layers, which in turn is determined by the presence of degree of anisotropy in one direction or another [8].

Thus, the importance of permeability anisotropy is that it can strongly influence the placement of injection and production wells to increase oil recovery, and its magnitude has a significant influence on the flow of hydrodynamic processes in subsequent stages of development.

It is believed that the nature of anisotropy in terrigenous reservoirs is due to the interaction of two or more sedimentation processes in the horizontal / vertical directions and subsequent tectonic impacts, leaching and carbonization processes. As a consequence, these facts lead to change in mineralogy, grain sizes and other petrophysical parameters [7]. Thus, the anisotropy of terrigenous reservoirs depends both on the orientation of the grains, and the presence of impermeable barriers or filtration channels. For comparison in carbonate reservoirs, the degree of anisotropy is determined by the intensity and different orientation of the fracturing, as well as the general processes of recrystallization of carbonate rocks with immersion to depth [2].

The identification and investigation of anisotropy is possible in several ways. The paper describes methods for studying the phenomenon on pre-oriented core samples, indicator studies (tracer analysis) and methods of well testing (well testing). On the basis of these methods, it is possible to estimate the actual anisotropy in the form of comparison of the quantitative characteristics of rock properties. Studies at the micro- and meso levels (cores and its sections) begin with a spatial orientation of the core using the paleomagnetic method. It is based on the ability of the rock, at the time of formation, to retain in its structure the direction of the planet's magnetic field in the form of a remanence vector. In turn, the remanent magnetization consists of the sum of the primary and viscous remanent magnetization. The last term reflects the influence of the modern magnetic field of the Earth. To eliminate the influence of viscous remanent magnetization, the sample is subjected to heating and alternating magnetic fields.

Thus, the core becomes oriented along the origin field of rocks and allows fix the ordering of the structure of rocks. Further study possibly as well as on the phenomenon of remanent magnetization and on the basis of the elastic properties of rocks. The result of these studies can be the construction of rose-diagrams reflecting the anisotropy trends according to the corresponding properties [5]. The investigation at the macro level can be conducted through tracer studies and well test.

The essence of trace studies is the injection into the reservoir of a liquid with an indicator through an injection well and recording the moment of its appearance in production wells. In this case, the following values are obtained: the average and maximum velocity of the indicator's movement and the time indicator appears. Since the permeability and velocity of the indicator are linearly dependent on each other, this makes it possible to characterize the heterogeneity of the interwell space [1,3].

One of the methods of well test, which makes it possible to detect anisotropy, is the well interference testing. The essence of this method consists in changing the selection of fluid in the disturbing wells and recording the moment of change in the level or pressure in the reacting wells. Further on the time of the wave of pressure wave between the wells, a relationship is established between the properties of the formation in the inter-wellbore space. The anisotropy in this case can be expressed in the absence or weak response of the reacting wells, which may indicate a weak hydrodynamic connection between the wells or its absence due to barriers [6].

As an example of the comparative characteristic of the anisotropy parameters, the results of the anisotropy studying in the northwestern block of the Krapivinskoye oilfield are considered.

Table 1

Results of the investigation of anisotropy of permeability from core samples

Model number	Reservoir characteristics			Kr / Kz	Direction of anisotropy
	φ, %	Kr,z, мД	Swc, %		
1230-02-A//	18,6	768,8	29,1	2,1	NE
1230-02-B//	18,4	371,2	28,6		NW
1232-02-A//	17,5	165,8	37,4	2,2	NE
1232-02-B//	17,4	74,6	32,7		NW
1234-02-A//	17,5	231,2	36,9	2,1	NE
1234-02-B//	17,5	112,7	32,2		NW
1236-02-A//	18,6	464,7	34,5	2,2	NE
1236-02-B//	18,5	211,5	31,8		NW
1237-02-A//	19,0	594,9	30,5	2,3	NE
1237-02-B//	19,1	256,4	28,6		NW
1250-02-A//	19,0	273,9	24,9	1,9	NE
1250-02-B//	19,1	141,2	26,8		NW

From Table 1 it follows that the predominant direction of anisotropy (with an average coefficient of 2.13) is the northeastern direction. These data correspond to the directivity roses diagram of the long-particle and microcrack diagrams that were formed during the formation of the deposit.

References

1. Bagrintseva K. I. Conditions of formation and properties of carbonate reservoirs of oil and gas. M.: RGGU, 1999 (II). 285 sec.
2. Erlager. R. Hydrodynamic methods of well investigation, eleventh edition 2003, translation from English, M, 2007, 512 p.
3. Glavnova E. N., Merkulov V. P., Glanov N. G. Comparative analysis of the methods for determining the anisotropy of horizontal formation permeability / E. N. Glavnova, V. P. Merkulov, N. G. Glanov // Proceedings of the Tomsk Polytechnic University. - 2010. - T.317. - №1. - P. 128-132.
4. Kashnikov Yu. A., Ashikhmin S. G. Experience of creation of an oriented fracture of hydraulic fracturing at fields / Yu. A. Kashnikov, S. G. Ashikhmin, S. S. Cherepanov, T. R. Baldina, E. V. Filippov // Oil industry. - 2014. - №6. - P. 40-43.
5. Krasnoschekova L. A., Merkulov V. P. Petrophysical heterogeneity of oil-bearing collectors of the Igolsko-Talovoye field (Tomsk region) / L. A. Krasnoschekova, V. P. Merkulov // Oil and gas geology. Theory and practice. - 2014. - T.9. - №2. -pp. 1-12.
6. Pyatibratov P. V., Aubakirov A. R. Estimation of the influence of formation anisotropy on permeability on the efficiency of cyclic water flooding / P. V. Pyatibratov, A. R. Aubakirov // Exposition oil gas. - 2016. - No. 5. - P. 35-37.
7. S. M. Luthi, E. B. Dussan V, and B.J. Pinoteau. Laboratory Characterization of Anisotropic Rock / Auzeais F. M., Ellis S. M., Luthi S. M., Dussan V. J., Pinoteau B. J. // the 65th Annual Technical Conference and Exhibition of the Soclefy of Patroleum Engineere held in New Orleans, LA. - 1990. - September 23-26.
8. Trofimov A. S., Berdnikov S. V., Krivova N. R. Generalization of indicator (tracer) studies at the deposits of Western Siberia / A. S. Trofimov, S. V. Berdnikov, N. R. Krivova, A. A. Alpatov, G. I. Davitashvili, O. M. Garipov // Territory of Neftegaz. - 2006. - №12. - P. 72-77.

TURBULENT FLOW OF HYDROCARBON FLUIDS WITH POLYMER ADDITIVES

Gyamfi-Yeboah Ebenezer

Scientific advisor – professor V.N. Manzhai

National research Tomsk polytechnic university, Tomsk, Russia

The introduction of an extremely small amount of polymer (~10 g/m³ or 0,001% mass.) in a turbulent oil stream leads to partial laminarization of the flow [4] and, as a result, to a decrease in the hydraulic resistance coefficient of the polymer solution (λ_P) as compared to the coefficient of the pure solvent (λ_S). In accordance with the Darcy-Weisbach equation (1) a decrease in the resistance coefficient is accompanied by a decrease in pressure loss due to friction (ΔP) at a constant volume flow rate ($Q = \text{constant}$) or an increase in the volumetric flow velocity at a constant pressure drop ($\Delta P = \text{constant}$)

$$\Delta P = \lambda \cdot \frac{L}{4\pi^2 \cdot R^5} \cdot \rho \cdot Q^2 \quad (1)$$

The numerical values of λ_P at $Re > 2300$ fall in the region above the Blasius curve (Fig. 1). The region below the curve is a hypothetical extension of the laminar flow curve to the turbulent region i.e. for the resistance coefficients of polymer solutions to satisfy the condition $64/Re < \lambda_P < 0,3164/Re^{0,25}$. The higher the molecular weight of the polymer sample (M_r) and the greater its concentration (C) are, the closer value λ_P to the laminar flow curve and the greater difference $\Delta\lambda = \lambda_S - \lambda_P$, are, the lesser internal friction between the layers of the liquid. To reduce the resistance of hydrocarbon liquids and their mixtures is a capability of all oil-soluble polymers of large molecular weight ($M_r > 1 \cdot 10^6$).

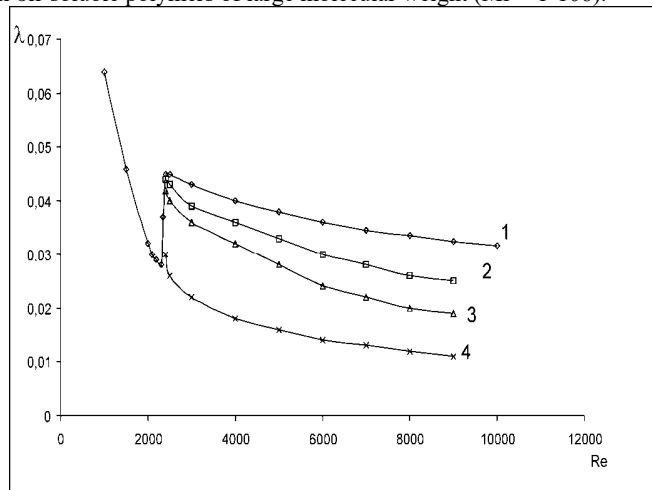


Fig. 1 Dependence of the coefficient of hydrodynamic resistance of solution of polyisoprene in oil on the Reynolds number at different polymer concentrations: 1 – Blasius curve $\lambda = 0,3164/Re^{0,25}$ for turbulent flow of Newtonian liquids (solvents); 4 – Poiseuille curve $\lambda = 64/Re$ for laminar flow of Newtonian and non-Newtonian fluids; Concentration of polymer solutions: 2 – $C = 0,05 \text{ kg/m}^3$; 3 – $C = 0,1 \text{ kg/m}^3$.

Quantitatively, the magnitude of the Toms effect (DR) is usually estimated by a relative change in the coefficient of hydraulic resistance (2), shown as a percentage. The value of DR characterizes the decrease in energy costs for transporting a unit volum (2)

where $\lambda_S = \lambda_{\text{pipe}}$ – coefficient of hydraulic resistance of pure solvent; λ_P – coefficient of hydraulic resistance of polymer solution.

In recent times, pipeline transport of not only crude oil with polymer additives is carried out on an industrial scale [1], but separate fractions of oil (gasoline, kerosene and diesel fuel) with anti-turbulent additives are also pumped along the product pipelines. It has been experimentally established that the higher the efficiency of the same polymer sample is, the lighter the oil fraction. In the hydrocarbon series, gasoline-kerosene-diesel fuel-oil, a decrease in the efficiency of the polymer additive is observed. As shown in Fig. 2 (curves 2 and 3), with increasing density and boiling point of individual fractions of petroleum (gasoline – 50-150 0C and $\rho \sim 710 \text{ kg/m}^3$, kerosene – 150-250 0C and $\rho \sim 780 \text{ kg/m}^3$) the optimum polymer concentrations (C_{opt}) at which the maximum value of the drag reduction effect (DRMAX $\sim 60\%$) is reached in these liquids, is shifted to the region of higher concentrations. For gasoline, the optimal concentration for gasoline is $C_{opt} = 20 \text{ g/m}^3$, and twice the value for kerosene, $C_{opt} = 40 \text{ g/m}^3$.

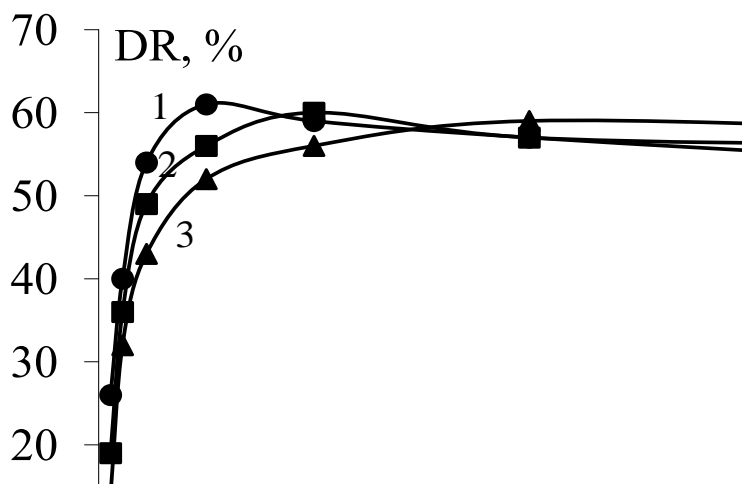


Fig. 2. Dependence of the drag reduction effect (DR) at $\tau W = 10 \text{ Pa} = \text{constant}$ on the concentration (C) of polyhexene in hydrocarbon liquids: 1 - liquefied natural gas (LNG); 2 - gasoline; 3 - kerosene.

Hydrocarbon mixtures (gasoline and kerosene) under normal conditions exist in liquid state, therefore the hydrodynamic laws related to their transfer through pipelines, with polymer additives and without polymer additives, are studied well and they are typical for liquid media. Currently, liquefied natural gas (LNG) technologies are rapidly developing for its transportation in a liquid state through pipelines and in tankers. To reduce the energy costs for LNG transportation and to reduce the downtime of tankers during the loading and unloading of products, we first carried out laboratory studies of the influence of the oil-soluble polymer (polyhexene) on the flow velocity of the liquefied propane-butane mixture and calculated the magnitude of the hydrodynamic resistance reduction effect. Experiments with solutions of LNG containing different amounts of dissolved polyhexene (Fig. 2, curve 1) were carried out in the closed airtight laboratory bench at room temperature and elevated pressure. It was established (Fig. 2) that in order to achieve maximum effect, an even lower polymer concentration is required, i.e. total $C_{opt} = 100 \text{ g/m}^3$. Thus, to intensify the transfer of liquefied natural gas, it is also possible to use drag-reduction additives based on high molecular weight petroleum-soluble polymers.

References

1. Гареев М.М., Несын Г.В., Манжай В.Н. Результаты ввода в поток нефти присадки для снижения гидравлического сопротивления // Нефтяное хозяйство.–1992.-№10.-С.30-31
2. Гареев М. М. и др. Противотурбулентные присадки для снижения гидравлического сопротивления трубопроводов //Недра. – 2013.
3. Несын Г.В., Манжай В.Н., Попов Е.А., Гареев М.М. и др. Эксперимент по снижению гидродинамического сопротивления нефти на магистральном трубопроводе Тихорецк – Новороссийск // Трубопроводный транспорт. 1993. - №4. - С. 28 - 30.
4. Toms B. A. Some Observations on the Flow of Linear Polymer Solutions Through Straight Tubes at Large Reynolds Numbers/ Proceeding International Congress on Rheology. Vol. 2. North Holland Publishing Co. Amsterdam. 1949. P. 135.

EFFECT OF TEMPERATURE ON THE RESERVOIR PROPERTIES OF THE SHALE ROCKS DURING PYROLYSIS

T.A. Gerasina, M.N. Shatova

Scientific advisor – associate professor I.S. Khomyakov
National Research Tomsk Polytechnic University, Russia, Tomsk

Development and application of non-traditional technologies are required to extract hydrocarbons that contain in deposits in Western Siberia of the Bazhenov suite and other geological formations. One of the innovative solution of the aim is the development of a method that based on thermal action. The method suggests an improvement in reservoir properties by increasing the void space and converting kerogen to light oil as a result of initiating the pyrolysis process.

The process conversion of kerogen to synthetic oil can be achieved by thermal dissolution, hydrogenation or pyrolysis [5]. Pyrolysis is most closely related to the natural conversion of kerogen, using the high temperatures to compensate for the geological time frame [2,7]. During pyrolysis the kerogen is heated in the absence of oxygen to produce a substance that decomposes kerogen.

High temperatures provide a fast conversion of kerogen. It has been found that shale treatment increases product quality at lower temperatures for a long time. A high pressure also improves the quality of oil, since evaporation prevents the stimulation of secondary cracking reactions. Nevertheless, a low temperature and a high pressure reduce the overall yield [8].

The aim of this work is to analyze the effect of high temperatures on the reservoir properties of shale rocks.

Laboratory experiments were carried out on crushed samples taken from the core of exploratory wells of the Southern and Southern Kinyaminskoye oil fields (Tyumen region). Experiments determine the open porosity, bulk and mineralogical density, gas permeability.

Matrix permeability of the crushed samples was carried out by the method - Gas Research Institute (GRI) in accordance with GRI-95/0496 "Development of Laboratory and Petrophysical Techniques for Evaluating Shale Reservoirs" [3,4]. The samples were heated to a certain temperature in a muffle furnace. The experiments were carried out on a matrix permeate SMP-200 on the determination of gas permeability.

The effect of heat treatment on core samples was investigated. One sample of the Southern deposit was heated to the temperature of 350 °C in one stage, and the other sample was heated to stepwise to the same temperature at an interval of 150 °C. At each stage, the permeability of the sample was measured by the GRI method. Similar processing was carried out for samples of the Southern Kinyamin deposit. As a result of the experimental work, graphs of the pressure changes were obtained with time, from which the permeability coefficient for gas was calculated.

The bulk density of the core samples of the Southern deposit increased by 28.7% to 2.648 g/cm³ when it was heated by 32.7% to 2.729 g/cm³. The values of the mineralogical density and the tendency of their change do not significantly differ from the bulk density. The overall density of the samples of the Yuzhno-Kinyamin deposit increased by 3.6% to 2.302 g/cm³ when it heated in one stage by 9.2% to 2.428 g/cm³. Mineralogical density rose by 5.5% to 2.387 g/cm³, with stepwise heating - by 10.9% to 2.51 g/cm³.

When the core sample of the Southern Deposit was heated (Fig. 1) to 350 °C, the coefficient of open porosity increased from 0.46% to 22.55%, and the gas permeability coefficient, that changed from $2.28 \cdot 10^{-9} \text{ mD}$ to $1.77 \cdot 10^{-2} \text{ mD}$. The coefficient of open porosity and permeability reached of 24.14% and 0.32 mD with stepwise heating, consequently.

When the core sample of the Yuzhno-Kinyaminskoye deposit was stepped (Figure 2), the coefficient of open porosity grew from 1.75% to 11.42%, and the gas permeability coefficient changed from $2.65 \cdot 10^{-7}$ mD to $4.12 \cdot 10^{-5}$ mD. In single-stage heating, the open porosity reached 6.87%, and the permeability coefficient arose to $7.07 \cdot 10^{-6}$ mD.

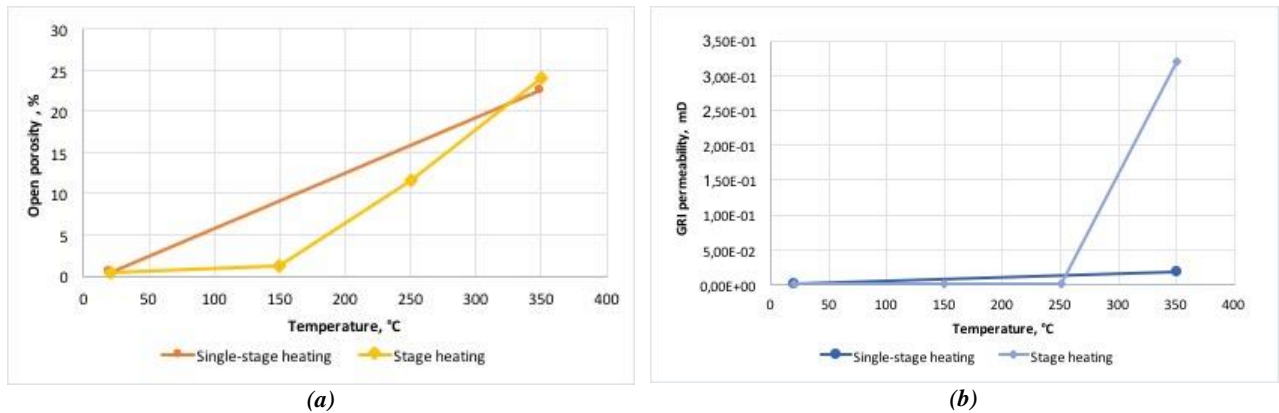


Fig. 1 Effect of temperature on the open porosity (a) and permeability (b) of the Southern deposit samples

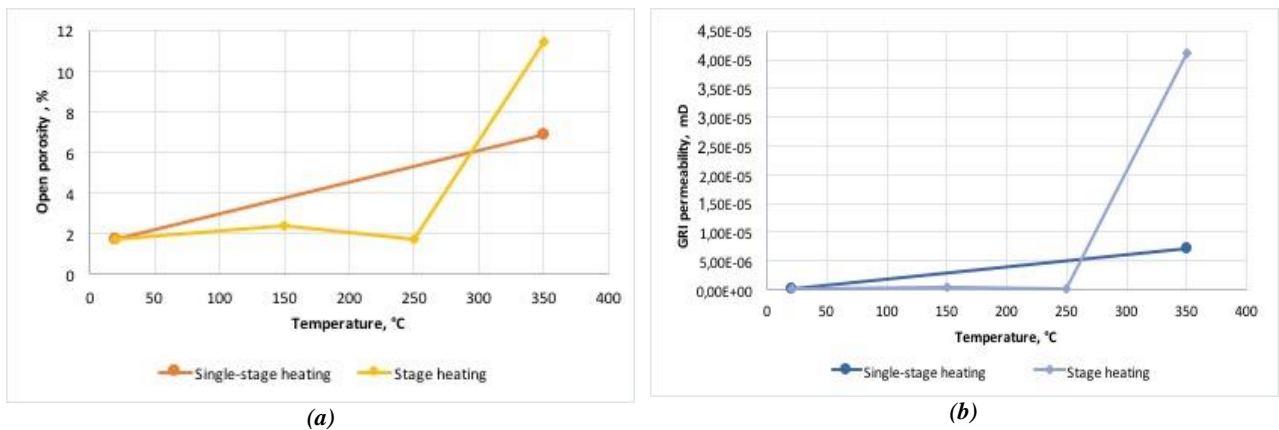


Fig. 2 Effect of temperature on the open porosity (a) and permeability coefficients (b) of the Yuzhno-Kinyaminskoye deposit samples

During the core sample pyrolysis of the Southern deposit, the porosity and permeability get up with rising temperature. In the core sample of the Yuzhno-Kinyaminskoye deposit while the temperature increases, the porosity goes up and the permeability decreases. The permeability depends on the shape of the pressure curve, which obtained as a result of the GRI measurement and the porosity. For the sample of the Southern Kinyamin deposit, the shape of the pressure curve corresponds to a sample with a lower permeability, however, since the porosity lift significantly, the permeability also rises.

Comparing the efficiency of step heating and heating in one stage, it can be concluded that the collector properties are obtained higher with stepwise heating than in one stage.

It is known that the results of studying the effect of temperature on permeability behavior are quite contradictory because of the different scientists view [1,6]. Experimental studies show the high temperatures effect model on the reservoir properties of shale rocks. The heating of a low-permeable rock promotes an increase in permeability and porosity at 350 °C.

References

1. Ashrafi M. Experimental Investigation of Temperature Dependency of Relative Permeability Data in Heavy Oil Systems with Applications to Thermal Recovery: Thesis for the degree of Philosophiae Doctor. – Trondheim, 2013. – 156 p.
2. Bordenave M.L. Applied Petroleum Geochemistry. – Editions Technip, 1993. – 524 p.
3. Cui X.A., Bustin M.M., Bustin R.M. Measurements of gas permeability and diffusivity of tight reservoir rocks: Different approaches and their applications. Geofluids. – 2009. – Vol. 9. – pp. 208 – 223.
4. Development of Laboratory and Petrophysical Techiques for Evaluating Shale Reservoirs: Final Technical Report. - Gas Research Institute (GRI), 1996. – 286 p.
5. Gorlov E.G. Thermal dissolution of solid fossil fuels // Solid Fuel Chemistry. – 2007. – Vol. 41 (5). – pp. 290 – 298.
6. Kibodeaux K.R. Evolution of porosity, permeability, and fluid saturations during thermal conversion of oil shale // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 27-29 October, Amsterdam, The Netherlands. – Society of Petroleum Engineers, 2014. – Vol. 3. – pp. 2135 – 2156.
7. Lin C.L., Miller J.D. Pore Scale Analysis of Oil Shale / Sands Pyrolysis // Oil and Natural Gas Technology: Topical Report. – Salt Lake City, 2011. – 44 p.

8. Maaten B., Loo L., Konist A., Nesumajev D., Pihu T., Külaots I. Decomposition kinetics of American, Chinese and Estonian oil shales kerogen // Oil Shale. - 2016. - Vol. 33 (2). - pp. 167 – 183.

PROBLEM OF GAS PRODUCTION IN RELATION TO GAS HYDRATE FORMATION

D. A. Gorodilov, E.E. Emelyanov, A.E. Artemiev

Scientific advisors: assistant professor L.V. Chekantseva, assistant professor V.E. Mironova
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The technology of gas production is complicated by the problem of gas hydrates [2]. In general the formation of gas hydrates depends on the presence of a water phase in a gas stream.

Moreover, during certain thermobaric conditions the water phase has an ability to form hard snow-like compounds of cubic structure with gas components mainly with Van der Waals nature of interaction [6].

The process of hydrate formation depends on the physico-chemical characteristics of the gas [2]. The probability of hydrate formation increases with increasing pressure and lowering temperature [6]. The formation of hydrates in the bottomhole zone for the initial temperature below the equilibrium temperature by 2 K leads to drop of the production rate to 18-19% [3].

Figure 1 shows the hydrate curves of some gases as a function of temperature and pressure. The density of hydrates of various gases varies from 0.8 to 1.8 g/cm³. The heat of formation of hydrates at 0 °C is from 50 to 140 kJ/mol.

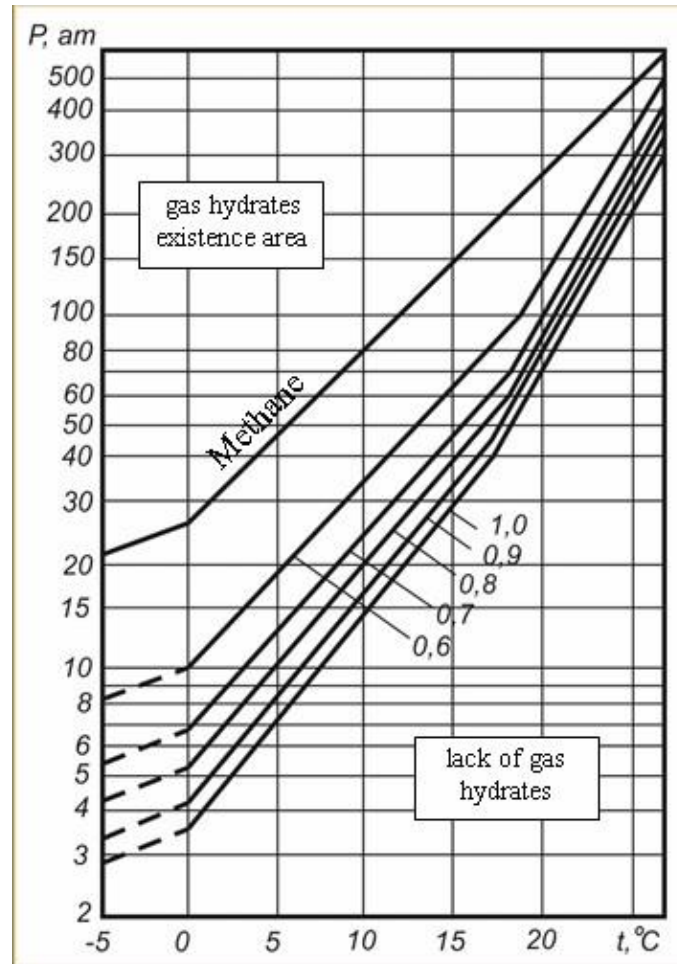


Fig. 1 - Conditions for the formation of hydrates.

There are technogenic and natural gas hydrates. Technogenic gas hydrates can be formed in gas production systems. They are deposited in the wellbore, thereby dramatically reducing its throughput. This leads to a decrease in production of the well and may lead to an emergency stop of its operation. Natural gas hydrates can form accumulations of gas hydrate deposits around production columns. With the rise of warm oil from the underlying horizons, the temperature of the surrounding rocks increases. This circumstance leads to a change in the phase state of water and gas in the hydrate-saturated intervals around the wells. This process is analogous to the process of "thawing" of frozen rocks in the development of hydrocarbon fields in permafrost regions and it leads to severe accidents: collapsing casing strings, gas leakage behind the conductor during gas manifestations, formation of griffins and a hole in the wellhead [4].

Prevention of these complications with reduced operating costs is an urgent scientific and technical and production problem. There are several basic methods for controlling gas hydrates.

The method of heating the gas is used while maintaining the pressure in the gas pipeline. With this method, the prevention of hydrate formation takes place at fields, gas mains and gas gathering networks. However, it is economically inexpedient to use gas heating for large-scale gas pipelines, since this method requires large capital and operating expenses. Gas heating can be used to control hydrate formation under conditions where hydrates are formed as a result of local reduction of gas, and the operating temperature in the gas pipeline exceeds the equilibrium temperature of hydrate formation.

The method of reducing pressure is used both to eliminate the hydrates already formed, and to prevent their formation. The method of reducing pressure gives a positive effect when eliminating the hydrate plug formed at temperatures above zero. This method shows the best results of reducing pressure in combination with the introduction of inhibitors, the use of which allows you to transfer water from the hydrate to a solution with a low freezing temperature, which allows eliminating hydrate plugs, despite low temperatures.

The most common method of counteracting the formation of hydrates, which allows localizing the formation of hydrates in a gas pipeline is the introduction of an inhibitor. The essence of the method is to absorb the vaporous moisture by the inhibitor involved in the gas stream, so, together with free condensed by gas cooling water it can form a solution. In addition, it reduces the equilibrium temperature of hydrate formation [2].

In practice methanol and glycols are widely used to control the formation of hydrates. Sometimes liquid hydrocarbons, surfactants, formation water, a mixture of various inhibitors, for example methanol with solutions of calcium chloride, etc. are used [1].

Methanol is used because of low cost, anti-hydrate activity, which remains even at low temperatures, low freezing point of the solution, low viscosity even at a temperature of -50°C , its non-corrosivity, due to the simplicity of technological regeneration of waste solutions, high efficiency for preventing hydrate formation and elimination of emerging hydrate plugs. Instead of pure methanol, its aqueous solutions can be used [5].

To minimize the consumption of methanol (with a corresponding environmental impact reduction), hydrate formation prevention technology, implemented by intelligent process control system (automated process control system), is needed. The bottom line is that methanol is fed into the gas stream only when the hydrate formation process starts, and in the required quantities. To do it, it is necessary to monitor the progress of real processes with their parallel modeling. It will ensure the possibly minimized consumption of methanol due to high accuracy and the rate of determination of the moment of hydrate formation [2].

This problem can be solved by comparing in real time the actual temperature of the transported gas from the first stage separator to the low-temperature separator with a high-precision model of this temperature. For this purpose, the system measures in real time the pressure, temperature and gas flow on the lines of the complex gas treatment unit and transfers them to the database of the intelligent automated process control system (APCS). Simultaneously, the APCS measures the gas temperature and pressure at the inlet of the complex gas treatment unit [2].

Having considered the main methods of combating hydrate formation in the systems of extraction, preparation and transportation of natural gas, it can be concluded that the best method includes the usage of hydrate inhibitors-methanol. Also, the use of automatic control of the supply of methanol to prevent hydrate formation and eliminate hydrate plugs makes it possible to improve the efficiency of gas collection and transport systems.

References

1. Accountant E.B. Methanol and its use in the gas industry. - M.: Nedra, 1986. 238p.
2. Aksyutin OE, Men'shikov SN, Lapperdin A.N. Conditions of formation and methods of fighting hydrates in the gas field of the Yamsoveiskoye field: A survey of information. Moscow: Gazprom Expo, 2010. 88 pp. (Geology, drilling, development and operation of gas and gas condensate fields).
3. Bondarev EA, Argunova KK, Rozhin II, Popov VV Dynamics of formation of hydrates in the bottomhole zone of gas wells // The gas industry. 2010. № 2. P. 14-16
4. Fedorov BV, Posting wells in difficult conditions: a textbook for students.-Almaty: Scientific and Technical Publishing Center. Satpaeva KI, 2011.-161s.
5. Glebova LV, MO (2014). Methods to combat hydrate formation. Materials of the V International Scientific and Practical Conference, (pp. 71-73). Astrakhan.
6. Gromovykh SA, Nechepurenko A.E. Hydrate formation in the development of oil and gas fields in Eastern Siberia. Tyumen: Vector Buk, 2005. 80 p.

**GEOLOGICAL REALISM CONTROL IN THE PROCESS OF OIL AND GAS FIELD MODELS
AUTOMATIC HISTORY MATCHING**

R.K. Ibatullin, A.A. Ivantsov

Scientific advisor – engineer G.Y. Shishaev

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Geological and hydrodynamic simulation is process of computer models, creating of which are used to simulate fluid flowing (generally oil, water and gas) through porous media. Models are used by oil and gas companies when deciding on the developing new oil or gas fields in order to evaluate their investment attractiveness, also to forecast fluid production and reservoir pressure distribution by the way of development strategy choosing. Modeling is associated with a number of problems and limitations. Firstly, field model, creating and correction, is a time-consuming process, which includes many inputs (coring) which are very expensive. This process named adaptation. In addition, the models are based on data full of uncertainties, among which facies distributions, seismic, production data. Taking into account these uncertainties, the model (geological and hydrodynamic) needs correction, which becomes possible with the appearance of reference data in the form of information on the production of fluids, water cuttings, reservoir pressures, wells or wellheads, etc. This process is called history matching. History matching of production required, reducing the value of the objective function (irrelevance square between measurements and modelling results). In developing automated computing tools, this process of history matching has become possible.

There are two ways of history matching, the first way is deterministic and second is stochastic. Deterministic methods include traditional optimization approaches. One optimal model of the hydrocarbon field can be obtained by using deterministic methods. The objective function gradient and his direction are computed during history matching and after one single solution can be found. However, automatic history matching is an inverse problem of modeling, and there may be several model realizations that satisfy the history of field development. Thus, finding a single solution often excludes finding the right solution, and this can be adversely demanding on the further results of decisions.

Stochastic methods require significant computing costs, but stochastic algorithms have wider distribution due to the rapid evaluation velocity of computer calculations. These methods have three major advantages:

- In the result of history matching, one series of the equally possible realizations is created and all of these realizations can be physical and geological defensible.
- These methods allow forecasting uncertainties of prediction by comparing model results of all realizations.
- The interesting representative model lies between all realizations.

The most wide using stochastic algorithms [5]: (Simulated Annealing); (Genetic Algorithm); (Polytope); (Scatter & Tabu Searches); (Neighborhood (Kalman Filter)).

One of the realizations of the software product for auto-adaptation is Raven (created by the division of Epistemy Ltd. University Heriot Watt). Stochastic methods of automatic history matching are used by Raven. It allows automatically history matching and evaluating assess of the degree of uncertainty of the data. Software testing is carried out by specialists of Petroleum Learning Center at the National Research Tomsk Polytechnic University.

Consider the process of synthetic history matching model of water-oil production and bottom hole pressure with 1 production and 1 injection well. [6] Stochastic methods history matching are used in the Raven Software. Approximately 10000 iterations were applied on small model and five the best iterations were sampled. Amount of iterations is controlled by the user. History matching was based on the water and oil current production rate, bottom-hole pressure for the production well and at the current water injection rate and bottom hole pressure in the injection well (Fig. 1). Adaptable parameters are the thickness of the interlayers, vertical and horizontal permeability, phase permeability, skin factor.

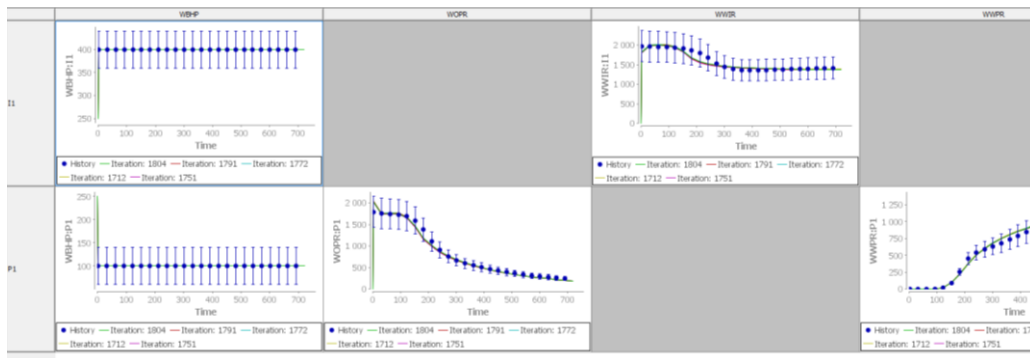


Fig. 1 Results history matching are carried out by Raven software

A relatively wide distribution in automatic history matching receives a control of geological realism. The modern approach of geological realism during history matching is geological background generating which based on the internal relationships between genetic associated parameters such as channel deep and thickness. Further, this information is used in order to control geological realism of formation facies during the history matching process. Process history matching can be significantly increased by using a modern approach. Also the approach allows creating equal possible and valid realizations of the reservoir model. It supports better development, forecasting.

Sedimentary rock geometry determination and facies distribution in them is one of the most important issues during reservoir modelling. It is impossible to do without an analysis of the sedimentation environment in which the geological body was formed.

Sedimentary model creating is the difficult process and statistical methods of distribution and line property evaluation do not have enough efficiency due to: a) data set is not enough (core and crops) and their quality is not high especially seismic information; b) geological information is extremely diverse and difficult to take into account. This information can include lithology, sedimentology data and petrophysical property distribution etc.; c) the statistical correlation between geologic and nonlinear variable and not known with sufficient accuracy; d) data has different inaccuracy level.

In connection with these problems, methods of machine learning have been widely used in the process of creating a priori geological information (the geometry of sedimentary bodies, the distribution of facies). Many methods of machine learning allow creating complex, non-linear distributions of multiple properties on the basis of distributions of available training models. Number of equal possible realizations is not limited.

For instance, the learning process based on real fluvial systems and deep-water deposition environments is considered in the [2], [1]. Trained algorithms based on a large amount of input information, including geological borehole data, seismic images, create possible geological models of reservoirs on the principle of similarity to modern sedimentary environments. Support Vector Method [2], Neighbourhood Algorithm [1], Kernel Learning Algorithm [3] has enough efficiency.

Thus, in [2], as a preliminary information, a set of training images associated with the geometry and facies distribution of braided river systems was used (Fig. 2). The series of geological and hydrodynamic models were created based on these training samples. After model results comparing with real data, reference models were chosen which are used to farther prediction.

In the geological and hydrodynamic modeling of oil and gas fields, automatically history matching with prior geological allowing is the efficiency tool for multi equal possible models creating. Also, it allows geological realism control and it ultimately gives opportunity to allow optimal solution of oil and gas field development. Matching learning methods are advanced for prior geological creating.

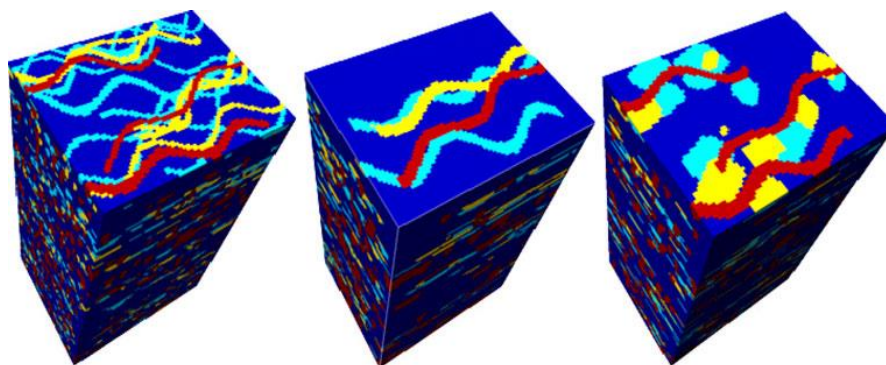


Fig. 2 Three equal possible realizations of fluvial channel deposit distribution geometry

References

1. Alpak, F. O., Barton, M. D., and Castineira, D. Retaining Geological Realism in Dynamic Modelling: A Channelized Turbidite Reservoir Example From West Africa. *Petroleum Geoscience* 17, 2011. - p. 35–52.
2. Demyanov, V., Christie, M., Kanevski, M. and Pozdnoukhov, A. Reservoir Modelling Under Uncertainty – A Kernel Learning Approach. IX International Geostatistics Congress. Oslo, extended abstract, 2012.
3. Demyanov, V., Pozdnoukhov, A., Kanevski, M. and Christie, M. Geomodelling of a Fluvial System with Semi Supervised Support Vector Regression. VII International Geostatistics Congress. Santiago de Chile, 2008. - p. 627-636.
4. History matching and uncertainty evaluation by using Raven software /Petroleum Learning Center of NR TPU.-Томск, 2017. – 26с.
5. Landa, J.L. Reservoir parameter estimation constrained to pressure transients, performance history and distributed saturation data. PhD thesis, Stanford University, 1979
6. Park, H., Scheidt, C., Fenwick, D., Boucher, A. and Caers, J. History Matching and Uncertainty Quantification of facies models with multiple geological interpretations. *Computational Geosciences*, 2013. - p.1-13.

THE USE OF MINERAL AND ELEMENTAL COMPOSITION OF HUMAN BLOOD IN ECOLOGY

M.T. Jambaev, I.A. Pashkevich

Scientific advisor – professor N.V. Baranovskaya

¹National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

² Scientific Research Institute of Radiation Medicine and Ecology, Semey, Kazakhstan

In the conditions of long-term residence in the territories adjacent to nuclear industry enterprises, nuclear weapon testing sites, the population is exposed to chronic effects of ionizing radiation. In this regard, there is a need to assess the level of environmental burden on the environment and population health, determine the extent of the impact of enterprises on the adjacent territory. In this context, the use of human tissues has the advantage of using them both for assessing the state of the environment and for revealing its relationship with the health of the population.

Human blood has recently been actively used to assess the ecological and geochemical state of the environment, where the subject of research is primarily its elemental composition. Studies have shown that the elemental composition of human blood can represent the geochemical specificity of its place of residence [1].

To date, scanning electron microscopy and instrumental neutron activation analysis are among the most highly accurate and optimal methods for analyzing the morphology and structure of environmental and biological objects. [5,3]. The use of analytical capabilities of these methods in a complex will allow to present the solution of the task of ecological and geochemical assessment of the territory of the impact of nuclear technogenesis in a new way, to obtain important additional information with the possibility of its further introduction as new integrated methods of ecological and geochemical evaluation.

This work's target is showing of possibility and advantage of a comprehensive study of the levels of accumulation and the forms of presence of chemical elements in the blood of a person living in a territory with a complex ecological situation. Our researches were carried out on the example of studying of the elemental composition of blood of residents of settlements located at different distances from the former Semipalatinsk nuclear test site (SNTS).

The territory adjacent to the former Semipalatinsk nuclear test site is characterized as a region with a non-uniform dose load on the environment and on the human body. [3] We investigated settlements located in three areas, which were the main dose-traces of nuclear tests at different distances from the territory of SNTS (Table 1). The background territory is the settlement of Kokpekty, which is located 307 km from the SNTS and classified as the minimum radiation risk zone [3].

Table 1

Distances investigated settlements from the territory SNTS

number	The test location	The direction of the main dose-forming tracks	Distance from SNTS, km	Conditional association distances
1	Bodene	Northeast	100	near zone
2	Dolon		127	middle zone
3	Kanonerka		153	far field
4	Sarzhai	Southeast	102	near zone
5	Medeu		135	middle zone
6	Karaul		179	far field
7	Novopokrovka	East	200	near zone
8	Zenkovka		217	middle zone
9	Kokpekty	control zone	307	far zone (control)

In each investigated settlement 5 to 10 blood samples were taken. The main criterion in the choice of respondents was the fact of living in the study area for at least 10 years. The dry residue of blood was analyzed. Drying was carried out at a temperature of + 60 ° C for 2 hours. As a result, 60 blood samples were taken. Blood was selected only with the informational consent of the respondents. Instrumental neutron activation analysis (INAA) was used to determine the elemental composition of the blood.

As a result of instrumental neutron activation analysis, the concentrations of the following chemical elements were measured in the blood of residents of the studied settlements: Na, Ca, Sc, Cr, Fe, Co, Zn, As, Br, Rb, Sr, Ag, Sb, Cs, Ba, La, Ce, Nd, Sm, Eu, Tb, Yb, Lu, Hf, Ta, Au, Th, U. The concentrations of such elements as Sc, Sr, Ag, Sb, Cs, Nd, Sm, Eu, Tb, Yb, Lu, Hf, Ta in 50% of cases were at or below detection limit. According to the literature data for small samples, when estimating the average values, geometrically average values should be used [4].

A comparison of the elemental composition of the blood was carried out by remoteness in three directions of distribution of the main tracing traces of nuclear tests: in the northeast, east and southeast directions (Fig. 1). As a result of comparison of geometric averages in remoteness from the territory of the SNTS, the levels of accumulation of chemical elements in human blood were ambiguous. Subsequently, the elemental composition of the respondents' blood

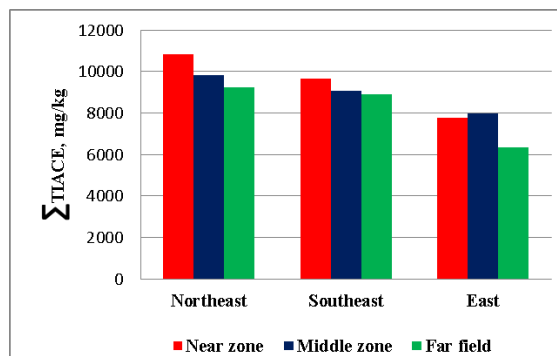


Fig.1. The change of total index of accumulation of chemical elements (TIACE) in the human blood by distance from the territory SNTS

was compared by the additive index - the sum of the geometric mean values of all elements determined by the INAA method, which made it possible to exclude certain individual features of the accumulation of chemical elements in human blood and to reveal the territorial features of the accumulation of chemical elements in the human body as a whole.

As a result, a clear correlation was established between the total index of accumulation of elements with the distance from the SISP territory for the blood of the population residing in the territories located in the Northeast and South-East directions. In blood of residents of settlements located at a distance from the SISP in the eastern direction there was no significant difference, except for the control zone. This fact can be explained by the fact that the distance between the selected settlements is only 17 km. Probably, this distance is not essential for changing the elemental composition of biosubstrates of human living in these territories.

When studying the biogeochemical series of accumulation of chemical elements in the blood of residents of the study areas, it was found that a significant contribution to the elemental composition of the blood of the population residing in nearby zone, making elements such as Ba, La, Ce, Nd, Sm, Th, U. In this connection, it was interesting for us to study the forms of finding these elements in blood samples, where abnormal concentrations of these elements are noted.

The study of mineral forms of chemical elements in human blood held in International innovation research and education center "Uranium Geology" at the Department of Geocology and Geochemistry of TPU with a scanning electron microscope (SEM) Hitachi S-3400N with EMF Bruker X@Flash 4010/5010 for X-ray analysis. To do this were applied powder preparations made with blood drying at a temperature of + 60 ° C for 2 hours. For the reliability of the results, all 60 blood samples were studied. As a result, in all blood samples were detected trace minerals such as calcite, iron oxide, aluminum silicates. In the blood samples with an abnormal concentration of La, Ce, trace minerals containing these elements were detected. Occurrence of these microminerals is 96% (n = 30), that led to the conclusion of the specificity of these trace minerals for the composition of the studied blood samples.

Thus, in the result of the conducted studies it was found that the total indicators of accumulation of chemical elements in blood of a person living in the territories adjacent to the SNTS are directly proportional to the distance from the place of his/her residence to the territory of the SNTS. For blood of the population living in the near zone to the territory of the SNTS were characterized by the higher concentrations of such elements as Ba, La, Ce, Nd, Sm, Th, U. At the same time, abnormal concentrations of elements such as La, Ce promote their finding in the form of micromineral inclusions in the human blood.

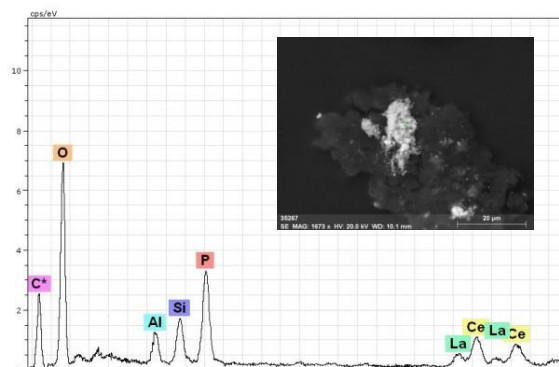


Fig.2. The spectrum characteristic of micro-blood respondent number 1 locality Bodene.

O-39,9%; Al-3,4%; Si-4,1%; P-11,3; La-11,9; Ce

References

1. Baranovsky N.V., Ilyinskikh N.N., Ilyinskikh E.N., Truschenko E.V. The content of chemical elements in the human blood as the environmental indicators and their impact on health. // Actual problems of biology and medicine: Collection of scientific papers. - vyp.2.- Tomsk SSMU, 2003.- p.142 - 146.
2. Elinder C. G. et al. Biological monitoring of metals. – 1994.
3. Zhou W., Wang Z. L. (ed.). Scanning microscopy for nanotechnology: techniques and applications. – Springer science & business media, 2007.
4. Panin M.S., Solodukhin V.P. Topical issues of Kazakhstan Radioecology. Issue 1, Izd.2. Radioecological state of the "northern" part of the territory of the Semipalatinsk test site. Institute of Radiation Safety and Ecology NNC. Reviewers: Pavlodar, "Printing House," 2011.
5. Nakahara H. et al. Trace element analysis of human blood serum by neutron activation analysis //Journal of Radioanalytical and Nuclear Chemistry. – 1979. – Т. 54. – №. 1-2. – С. 183-190.

STUDY OF QUARTZ DISSOLUTION KINETICS IN FLUORINE-CONTAINING DRY ACID MIXTURES

A.K. Kottsova

Scientific advisor – associate professor L.F.Davletshina

National Research Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Moscow, Russia

Today development of sandstone formation appears to be an uneasy issue. Most of the fields are at the last stages of development and wells' production decreases. This is connected both with exhaustion of deposits and with decrease of well's productivity which is caused by plugging of the bottom-hole zone. For restoring the initial permeability acid treatments are used. The main mineral of a sandstone formation is quartz that makes up to 70-80% of its composition. That is why the main task for creating an acid system is studying of reactions between quartz and different acids.

The biggest question is connected with acids used for acid treatment of sandstone formations. Along with "mud acid", often used for acidizing, fluoride-containing acid compositions based on dry acids such as ammonium fluoride, and bifluoride may also be used. One may find various regularities of quartz dissolution in different acids. The problem is that it seems impossible to sum up all the data and draw any conclusion.

Often glass is used for experiments as a model of quartz sand. In this paper a series of experiments of studying the dynamics of quartz cylinders dissolution in hydrofluoric acid, ammonium fluoride and bifluoride solutions at different concentrations and temperatures were made.

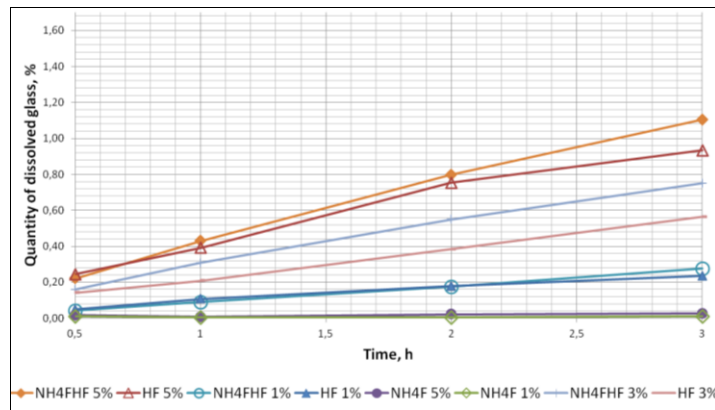


Fig.1 Quantity of glass dissolved in terms of reaction time at 20°C.

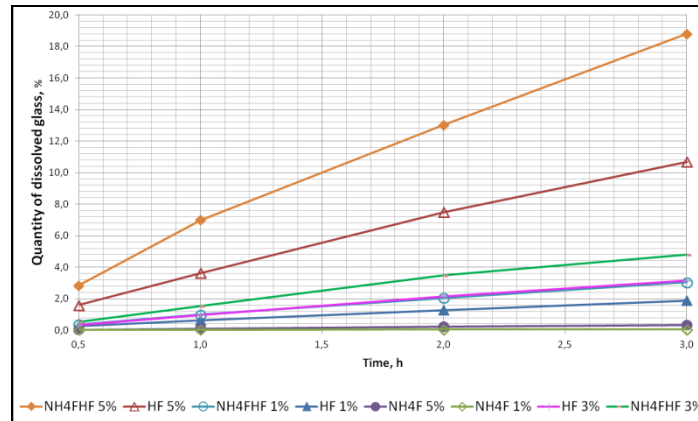


Fig.2 Quantity of glass dissolved in terms of reaction time at 80°C.

Figures 1,2 show the connection between quantity of dissolved glass and time of reaction. One may see that the increase of acid concentration leads to the increase of quantity of dissolved glass. The percentage of glass dissolved noticeably increases with the rise of temperature. Based on these diagrams we came to conclusion that out of all fluorine-containing acids studied the most active is 5% solution of ammonium bifluoride. As for ammonium fluoride, some of the articles show that its reaction with glass tends to be slower and is practically unnoticeable under normal conditions. This series of experiments confirmed that fact.

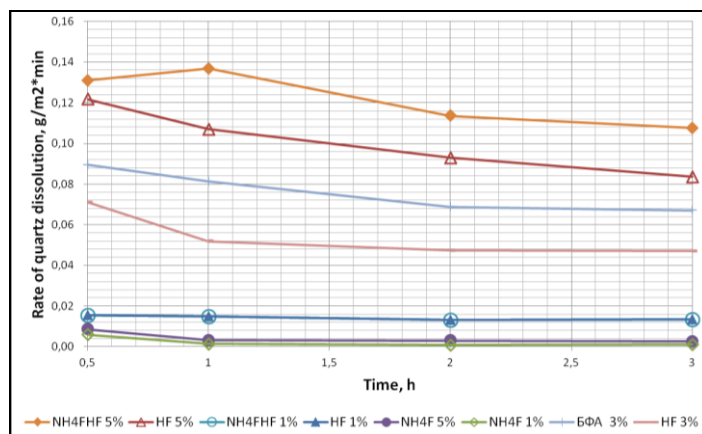


Fig.3 Rate of quartz glass dissolved in terms of reaction time at 20°C.

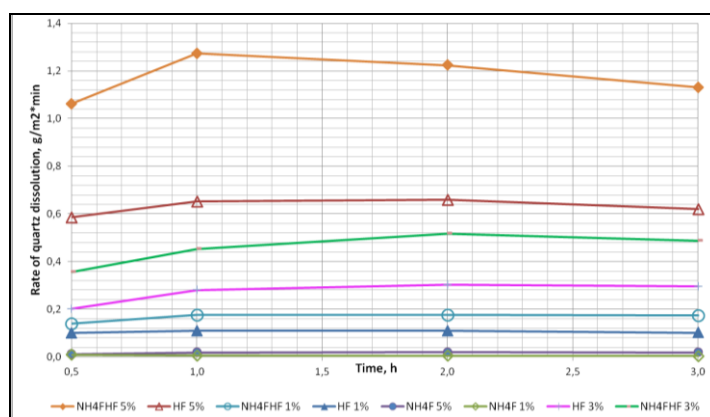


Fig.4 Rate of quartz glass dissolved in terms of reaction time at 80°C.

Figures 3,4 show the correlation between rate of acid expenditure and time of reaction. These figures indicate that ammonium bifluoride react with quartz glass at the highest speed. Rate value significantly increases with the rise of temperature but in general the rate of quartz dissolution in all acid mixtures changes over time slightly. In the future research we plan to do same experiments with the use of quartz sand to control the correlation of the results and also to verify the possibility of using quartz glass and the results of the research for the development of acid treatment systems. We also plan to study the reactions of clays and their mixtures with quartz with “dry acids”. Our primary aim is the development of effective acid mixtures based on “dry acids”.

References

1. Leko V.K., Komarova L.A. Kinetika travleniya kvartzevogo stekla v plavikovoy kislyote [Kinetics of glass etching in hydrofluoric acid]. Steklo i keraminka, 1973, No. 1: P. 15.
2. Rakov E.G. Ftoridy ammonia [Ammonium fluorides]. Itogy nauki i tekhniki, seriya neorganicheskaya khimiya [Science and technology outcomes, inorganic chemistry series.], 1988, No. 15.
3. Ralph K. Iler. The chemistry of silica: Solubility, polymerization, colloid and surface properties and biochemistry of silica. By John Wiley and Sons. Inc., 1979.
4. Tuy Thanh Nghia, Veliev M.M., Le Viet Khai. Investigation of new blend composition based on chelators and hydrofluoric acid for production wells yield increase with elevated reservoir temperatures. Oil and gas territory, No.10 (October, 2015): P.42-28.

METHOD OF CALCULATING HYDROCARBON COMPOSITION OF RAW MATERIAL OF THE DEWAXING PROCESS

A.S. Lutsenko, N.S. Belinskaya, E.V. Frantsina

Scientific advisor – professor E.D. Ivanchina

National Research Tomsk Polytechnic University, Russia, Tomsk

The production of winter and arctic diesel fuel is an urgent problem for Russia. High demand is associated with huge northern territories, more than 2/3 of the territories of the Russian Federation refer to territories with conditions of the Far North. Demand for diesel fuel increases every year due to the growth of cargo transportation by truck, with an increase in the vehicle fleet and an increase in the share of diesel car [1]. In addition, in the near future, demand will increase due to the active development of the Arctic territory of the country, as the region is rich in minerals.

The process of dewaxing finds a wider application for the production of diesel fuels because:

- the process allows to receive winter Arctic diesel fuel, which meets the requirements of GOST R 55475-2013;
- a relatively inexpensive catalyst (in comparison with catalytic isomerization) is used in the process;
- the process is well integrated with the process of deep desulfurization;
- it is possible to involve some amount of atmospheric gas oil (temperature of the end boiling point is 360 °C) in the

dewaxing feedstock, as well as a certain amount of visbreaking gasoline, which allows increasing the depth of oil refining and increasing the output of the target diesel fraction (i.e. the process is also promising from the point of view of the Russian oil refining industry development strategy developed by the government RF).

Mathematical modeling is a powerful and effective tool for researching a wide variety of systems from different areas of human activity. The method of mathematical modeling is an objective necessity for increasing the efficiency and processes of the chemical industry, since the possibilities of the physical modeling method are limited, especially when optimizing the chemical-technological systems, predicting the activity level of the catalysts. The need for modeling the process of dewaxing is dictated by the urgency of the problems of catalyst deactivation, the forecasting of the inter-regeneration cycle, and the calculation of the technological parameters of the corresponding optimal activity.

At the development stage of the dewaxing model in order to reduce the number of calculations, a reasonable assumption was made. It consisted in the fact that for the system of equations of the concentrations of non-individual substances were taken, but concentrations of hydrocarbon groups and averaged reaction rate constants. The scheme for the transformation of hydrocarbons, embedded in the model, is shown in Fig.1. The material balance is represented in the form of a system of ordinary differential equations, the solution of which is realized by the Euler method, the heat balance is similarly represented (see equation (1)) [3].

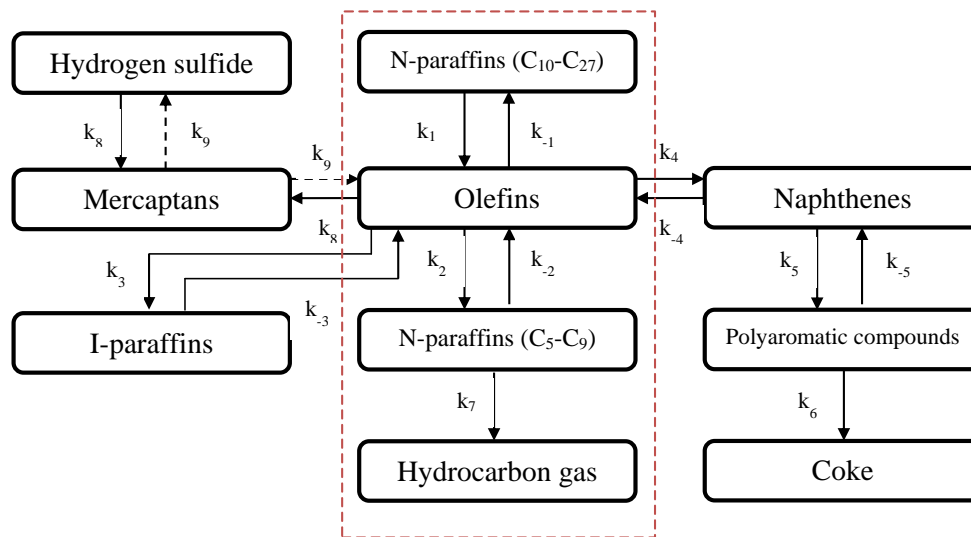


Fig. 1 Scheme of hydrocarbon transformations

$$\begin{cases} G \cdot \frac{\partial C_i}{\partial z} + G \cdot \frac{\partial C_i}{\partial V} = \sum_{j=1}^m a_j \cdot W_j \\ G \cdot \frac{\partial C_i}{\partial z} + G \cdot \frac{\partial T}{\partial V} = \frac{1}{\rho \cdot C_p^{cm}} \sum_{j=1}^m Q_j \cdot a_j \cdot W_j \end{cases} \quad (1)$$

**СЕКЦИЯ 19. ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ И НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО
(ДОКЛАДЫ НА АНГЛИЙСКОМ И НЕМЕЦКОМ ЯЗЫКАХ)**

During the implementation of the mathematical model of the dewaxing process, a problem arose due to the incomplete availability of the data of the group hydrocarbon composition of incoming raw materials to the plant. This problem was overcome by calculating the change in the content of hydrocarbon groups (n-paraffins, aromatic hydrocarbons, naphthenes, isoparaffins) in raw materials, depending on the density and fractional composition. Functional dependence has the following form:

$$\omega_i = A \cdot \rho + B \cdot T(10\%) + C \cdot T(50\%) + D \cdot T(90\%) + E$$

ω_i – mass concentration of i-th group of hydrocarbons in raw materials; A, B, C, D, E are coefficients to be determined by the method of least squares; ρ – density of raw materials, kg/m³; T (10%), T (50%), T (90%) are the boiling points of 10%, 50%, 90% of the raw meal volume, respectively.

When determining the values of the coefficients A, B, C, D, E using the regression analysis of each hydrocarbon group, experimental data were used for 22 points per group (that exceeds five times the number of variables entering into the equation).

Table 1 shows the calculation of hydrocarbon groups using the equations obtained by regression analysis. The points presented in the table were not used when finding the coefficients A, B, C, D, E. The calculated values of the mass concentrations of the hydrocarbon groups were compared with the experimental values (Table 1).

Table 1

Comparison of calculated and experimental data

Date	The content of the hydrocarbon group, mass. %, experimental values	The content of the hydrocarbon group, mass. %, calculated values	Absolute error, Δ
aromatic hydrocarbons			
01.03.2012	30,2	31,5	1,3
12.03.2012	30,7	31,5	0,8
15.01.2014	33,2	30,7	2,5
21.01.2014	33,0	30,8	2,2
25.01.2016	28,2	29,5	1,3
03.02.2016	27,8	26,9	0,9
n-paraffins			
01.03.2012	16,6	16,4	0,2
12.03.2012	14,8	16,4	1,6
15.01.2014	14,9	16,4	1,5
21.01.2014	21,7	19,6	2,1
25.01.2016	18,1	18,2	0,1
03.02.2016	18,6	18,9	0,3
isoparaffins + naphthenes			
01.03.2012	48,5	46,8	1,7
12.03.2012	49,8	48,7	1,1
15.01.2014	46,1	44,7	1,4
21.01.2014	39,8	41,6	1,8
25.01.2016	49,0	48,4	0,6
03.02.2016	45,4	45,4	0,0

The error in the calculations does not exceed the reproducibility limit indicated in the corresponding methods for determining each group of hydrocarbons, which indicates a sufficient degree of reliability of the results obtained and the possibility of their application in calculations.

References

1. Analysis of the market of light oil products in Russia in 2012-2016, forecast for 2017-2021 [Electronic resource] // URL: <http://businessstat.ru> (date of the application: 04/01/2018).
2. Belinskaya N.S., Frantsina E.V., Ivanchina E.D. Mathematical modelling of "reactor-stabilizer column" system in catalytic dewaxing of straight run and heavy gasoils // Chemical Engineering Journal 329 (2017). Pp. 283–294.
3. Popova N. V., Belinskaya N. S., Frantsina E. V. Optimization of diesel fuel catalytic dewaxing process considering the catalyst deactivation // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXI Международного симпозиума имени академика МА Усова студентов и молодых ученых, посвященного 130-летию со дня рождения профессора МИ Кучина, Томск, 3-7 апреля 2017 г. Т. 2.—Томск, 2017. – 2017. – Т. 2. – С. 967-968.

DUCKWEED AS AN INDECATOR FOR ECOLOGICAL AND GEOCHEMICAL STATE OF THE ENVIRONMENT

A.Y.Maksimova

Scientific advisor – professor N.V. Baranovskaya
National Research Tomsk Polytechnic University, Russia, Tomsk

Today, biogeochemical research is the most appropriate and objective way to assess ecological-geochemical state of the territory. Many scientists have paid attention to the aquatic plants of the Lemnaceae family, and the research of plant is relevant today. It is used as object for biotesting and phytoremediation of soils and of waste water [3, 1]. Scientists at the BIEGEL laboratory, such as V. I. Vernadsky and A. P. Vinogradov investigated the duckweed as a biogeochemical indicator of the environment.

Purpose of the work: to study the of the concentration of several chemical elements in plants of the family Lemnaceae (Lemnaceae) in the Tomsk region.

Macrophyte samples were taken in 3 areas of the Tomsk region: Kozhevnikovskogo, Tomsk and Alexander. The investigated areas differ in their degree of anthropogenic load and geochemical environment. Industry enterprises and antropogenic are unevenly distributed on the Tomsk area. North-east part this territory have high technogenic load. There are main pollutant industries such as: SCC, oil refinery, coal power plant [4].

Sampling was conducted during the vegetative period (June-August). Sampled plants were dried at room temperature until air-dry state. Hydrobotanic Specialist Kapitonova identified species of plants in the samples. Then Samples were homogenized in an agate mortar [1].

The concentration of chemical elements in the duckweed was measured by using following analytical methods: atomic emission spectrometry (AES) inductively coupled plasma (Scientific analytical center of TPU), instrumental neutron activation analysis (INNA) and scanning electron microscope.

The results of INNA showed that the areas have individual biogeochemical specificity. In the Alexander area only the accumulation of Tb exceeded average regional value, whereas the contents of other analyzed elements in the duckweed did not. In the Tomsk district the content of rare earth, radioactive and some chalcophile some elements (Cd and Zn) exceed the average concentration of the region.

The calculation results of relationships of radioactive elements, thorium to uranium and rare earth elements are Also interesting. We see that the two graphs are allocated the same group of villages, they are all in North-Eastern part of the Tomsk area. It should be noted that North-Eastern part of the Tomsk district is characterized as areas with high technogenic load. Tuganskoe and Georgievskoe of zircon-ilmenite mine are located there, enriched in the same radioactive elements.

The concentration of many REE in the territory of Kozhevnikovskiy area was one order and more higher than the average content in the Tomsk region.

The contents of mercury in plants of the ryaskovy family varies from 7.0 to 34.1 ng/g. The Average mercury content of duckweed in the Tomsk area (18 ng/g) exceeds background values for macrophytes (20 ng/g). Identified areas exceeding the local background values of mercury content in plants (20% of the total sample). High concentrations of this element found in the samples taken in the following localities: D. Georgievka, D. Hope, S. Naumovka, p. Mihaylova and D. Kuzovleva that talks about uneven distribution of mercury in the study area. These sampling positions located to the North of the Siberian Chemical Combinat to the so-called Northern industrial node (SPU) Tomsk region, i.e. in the direction of the prevailing winds.

As a summary, Plants of the family Lemnaceae can reflect the geochemical situation of the environment, accumulate a huge range of chemical elements, whose concentrations are several times higher than in the reservoir. This object is highly sensitive to the content of mercury in the environment. The relationship between the location of man-made sources of this ecotoxicant and its concentration in duckweed has been obtained. This study proves that the plants of the family duckweed are one of the most suitable biogeochemical indicators of the state of aquatic ecosystems that can reflect the objective ecological and geochemical situation of the environment.

References

1. Favas P. J. C. et al. Biogeochemistry of uranium in the soil-plant and water-plant systems in an old uranium mine //Science of the Total Environment. – 2016. – T. 568. – C. 350-368.
2. Kuranova V. N., Baranovskaja N. V., Rikhvanov L. P. The Content of Chemical Elements in the Organism of Anura, Amphibia, as an Indicator of the Environmental Conditions //Herpetologia petropolitana. – 2003. – C. 167.
3. Landolt E., Kandelers R. Biosystematic investigations in the family of duckweeds (Lemnaceae), Vol. 4: the family of Lemnaceae-a monographic study, Vol. 2 (phytochemistry, physiology, application, bibliography) //Veroeffentlichungen des Geobotanischen Instituts der ETH, Stiftung Ruebel (Switzerland). – 1987.
4. Rikhvanov L.P. Ecological and geochemical specific of natural environments of Tomsk region and morbidity / L.P. Rikhvanov, E.G. Yazikov, N.V. Baranovskaya et al. - Tomsk: TPU, 2006. - 216

EXPRESS SEGREGATION OF HEAVILY CLAYISH SAMPLES DURING THE PETROPHYSICAL STUDIES

V.A. Morev

Scientific advisor – associate professor O.S. Chernova
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Reservoir rock properties acquired in laboratory conditions are needed for interpretation of well logging, reservoir parameters feasibility study and hydrodynamic reservoir modeling.

All existing types of core laboratory analysis start with the process of core samples preparation. Any deviations from the established procedure may affect veracity of resultant petrophysical parameters.

It is known, that for conducting standard and special studies, core samples undergo several stages of sample preparation, including cleaning and drying process. During cleaning, oil, bitumen, water and salts are eliminated from pore spaces (according to Russian Standards GOST 26450.0, 1985; GOST 26450.2, 1985). Then, after extraction, but before drying, it is necessary to split samples into 2 groups. The first group of samples with high clay content must be dried at a temperature of 70 °C. When all water is removed, samples have to be cooled in desiccators over highly dispersed silica gel (according to Russian Standards GOST 26450.0, 1985; GOST 26450.2, 1985). The second group, in which samples are not heavily clayish, can be dried at a temperature of 105 °C.

It is worthy to note that, if heavily clayish samples are not found, it will cause irretrievable consequences. The use of high temperatures (70 °C) during drying of heavily clayish samples can lead to the clay structure destruction.

If take into account not just Russian, but also American Standards, very similar requirement of core sample preparation for petrophysical studies can be seen. For instance, it is written in ASTM D 4925 (2013) and API RP 40 (1998), that sandstones with low clay content should be dried at a temperature of approximately 100°C, but heavy clayish core samples at a temperature of 63 °C. Samples containing clays must not be dehydrated during preparation. Care must be exercised in drying these samples.

However, Standards of both countries GOST 26450.0 (1985), GOST 26450.2 (1985), ASTM D 4925 (2013) and API RP 40 (1998) do not specify the procedure of how to select heavily clayish core samples from all core samples.

At present time, in petrophysical laboratories, separation of samples into two groups depending on their clay content is conducted quite subjectively, since geologists do not have an express and at the same time precise tool for the samples separation. This subjective approach does not exclude the situation of "unsuccessful separation". And it is particularly difficult to work with fine-grained sandstones and siltstones with high clay content.

Nowadays, the core samples clayiness is defined as pur results of granulometric analysis procedure or X-ray diffraction analysis of core samples. Both methods are quite labour-consuming and require special equipment. In [3, 4] the method of core clayiness determination by express analysis is presented. This method verifies the compliance with range incorporating heavily clayish rocks (the method of indicator solution).

The present study is aimed to evaluating whether or not it is possible to apply express-analysis of determination clayiness of core samples by means of the optical method. The samples were taken from reservoirs in Western Siberia on the basis of their compliance with the range attributable to heavily clayish rocks.

Photoelectric photometer CPC-3-01 was used to determine the indicator solution optical density observing optimal conditions for spectral registration. Mass scale shaliness value was determined based on the data from granulometric analysis.

The research has shown that the optical density of indicator solution falls down to zero for heavily clayish core samples.

As a result, the developed and tested indicator solution allows to subdivide core samples objectively into two separate groups in process of sample preparation for petrophysical researches based on their clayiness range.

References

1. API RP 40 (1998). Recommended Practices for Core Analysis. American Petroleum Institute, Washington, D.C., 236 p.
2. ASTM (2013). Standard Test Method for Permeability of Rocks by Flowing Air - D 4925. ASTM International, West Conshohocken, Pennsylvania, USA, 5 p.
3. GOST 26450.0–85. Rocks. General requirements for sampling and sample preparation for determination of collecting properties. – M., 1985. 3 p.
4. GOST 26450.2–85. Rocks. Method for determination of absolute gas permeability coefficient by stationary and non-stationary. – M., 1985. 14 p.
5. Morev A. V., Morev V.A. Selection of the optimal conditions of the core samples preparation to petrophysics researches// *Estestvennye i tekhnicheskie nauki*. – M., 2014. – № 11 – 12. – P. 141 – 144.
6. Pat. 2604220 Russia Int. Cl. G01 №1/30 Indicator for rapid estimation of content of clay in core samples Morev A. V., Morev V. A. Date of filling. 24.11.2014; Date of publication. 10.12.2016, Bull.№34. – 5 p.

APPLICATION OF HYDRAULIC FLOW UNITS FOR ENHANCED RESERVOIR DESCRIPTION

I.R. Nabokin

Scientific advisors associate – professor O.S. Chernova, associate professor V.P. Merkulov
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

At present, the depletion of oil and gas reserves from fields with a relatively isotropic and homogeneous geological structure is increasing, as a result of which oil engineers need to develop complex, heterogeneous reservoirs. For the successful production of oil and gas detailed study of the enclosing strata is required. Despite the significant development of petroleum engineering, the evaluation of geological formations in order to predict the reservoir properties remains one of the most difficult aspects.

The most widely used method for determining porosity and permeability in Russian industry is the correlation of core data with the results of well logging. This approach has a certain share of the error when it is used in a heterogeneous geological section, since it is practically impossible to determine single correlation dependence for the whole interval. On the other hand, the technique of hydraulic flow units allows achieving an acceptable level of description and assessment of the reservoir by taking into account its heterogeneity.

The purpose of the paper is to justify the effectiveness of the application of the hydraulic flow units technique to determine the reservoir properties of rocks building up a reservoir, the accuracy of which are critical for simulation and modelling.

According to J.O. Amaefule [1], the "hydraulic flow unit" is defined as the representative elementary volume of the rock within which the geological and petrophysical properties affecting the fluid flow are mutually consistent and predictably different from other rocks. In other words, this is the zone of the reservoir, which is sufficiently sustained laterally and vertically and has the same fluid flow characteristics. The main parameters of the hydraulic flow unit are associated with facies, but their boundaries may not correspond to facies ones. The parameters that affect the fluid flow directly depend on the geometry of the pore throats. Thus it can be said that, facies can include a number of hydraulic flow units due to differences of pore geometry.

The basic equation used in the theory of hydraulic flow units is derived by the transformation of the Kozeny-Carman equation [2]:

$$0,0314 \sqrt{\frac{k}{\phi_e}} = \left[\frac{\phi_e}{1 - \phi_e} \right] \frac{1}{\sqrt{F_s \tau S_{gr}}}$$

where: k – permeability,
 ϕ_e – effective porosity,
 $F_s \tau$ – Kozeny coefficient,
 S_{gr} – specific area.

The equation may be represented as:

$$Rqi = \phi_z \cdot Fzi$$

where: Rqi – reservoir quality index;
 Fzi – flow zone indicator;
 ϕ_z – normalized porosity.

The determination of the Fzi parameter is the basis of the reservoir classification used in the theory of hydraulic flow units.

The use of the technique for predicting the reservoir properties consists of determining the number of hydraulic units based on the base wells in which the core was sampled in the production interval. This step can be performed in three different ways:

1. cross-plot $\log(Rqi) = \log(\phi_z) + \log(Fzi)$;
2. Analysis of the probability density distribution;
3. cluster analysis.

After determining the number of Hydraulic Flow Units, the correlation dependencies are distributed into wells in which the core has not been selected. Three methods are most commonly used:

1. Unmodified Lorentz plot.
2. Statistical correlations. In this method, using the regression method, a correlation is established between permeability and a set of logs. Thus, instead of establishing a correlation with one variable (porosity), the dependence of the aggregate data (permeability-logs) is determined.
3. Mathematical correlations. In the method, polynomial and power-law correlations of permeability and logs are determined.

After the distribution of the correlation dependences, a direct calculation of the permeability of the reservoir is made.

As a result of the science and technology development, more advanced tools are now being developed to apply the technique of hydraulic flow units, as a consequence of which there is a necessity of research in this direction. In addition, the method will allow determination of correlation dependences for water saturation and clay volume.

As a further work, it is planned to produce a complete cycle of log data interpretation, modelling and simulation using the described technique and consideration of possible risks using real field data.

References

1. Applications of core data in hydraulic (flow) unit zonation for improved reservoir description: Workshop on core analysis for reservoir management, - June 1994/. - Vienna, 1994. - 10 p.
2. Abbaszadeh M. et al. Permeability prediction by hydraulic flow units-theory and applications //SPE Formation Evaluation. - 1996. - T. 11. - №. 04. - C. 263-271.

DEACTIVATION PATTERNS OF ZEOLITE-CONTAINING CATALYSTS OF CATALYTIC CRACKING

Nazarova G.Y., Shafran T.A., Kislinskaya A.A.

Scientific supervisor – professor E.N. Ivashkina

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The various feedstock types are processed during a catalytic cracking: vacuum and atmospheric gasoils, residues of secondary refining processes, fuel oil, etc. With increasing the boiling point of fractions, the content of resinous compounds and metals rises. It has a significant effect on the catalysts deactivation which is lead to loss of the catalyst operational properties.

The reason of the activity chemical loss of the zeolite catalysts is the coke adsorption at acid sites. The catalyst deactivation by coke is a reversible process, the catalyst activity is generally recovered during regeneration. The catalysts deactivation, the accumulation and the amorphicity degree of coke (C/H ratio) undoubtedly depend not only on the feedstock characteristics, process conditions, but also the type and chemical composition of the catalyst (acidity, pore size and porous structure of the zeolite) [3].

Deactivation by heavy metals, including nickel and vanadium, lead to an irreversible activity loss and a change in the catalyst selectivity due to their deposition on the active surface, the pore space blocking and the catalyst structure destroying. It has a significant problem for refineries at increasing the consumption of the expensive catalyst.

Forecasting of the activity and the deactivation degree of the catalyst using mathematical models that are sensitive to the concentration of decontamination factors and take into account not only the feedstock nature, but also the structure-selective properties of the catalysts is an important step at the existing industrial catalytic cracking units optimization.

The aim of the work is to predict the activity of the regenerated catalysts depending on the nickel and vanadium concentrations in the feedstock taking into account its composition using the mathematical model. Reversible deactivation of the catalyst is taken into account by introducing into the model a function $\psi = f(C_{\text{coke}})$ which is depend on the coke concentration formed on the catalyst in the reactor in accordance with the formalized scheme of hydrocarbons conversions [4]. Thus, the calculation of the relative activity of the coked catalyst concerning ZSM-5 (AZSM-5) and Y (AY) type reactions is described by an exponential dependence determined from experimental data, taking into account the acid and structural properties of the catalyst zeolites:

$$A_Y = A_0 \cdot e^{-0,077 \cdot C_{\kappa}}$$

$$A_{ZSM} = A_0 \cdot e^{-0,113 \cdot C_{\kappa}}$$

here AY, AZSM – the relative activity of the coked catalyst concerning Y and ZSM-5 type reactions, respectively; A0 – the relative activity of the regenerated catalyst, depended on the concentration of the residual coke on the catalyst and the heavy metals in the feedstock, -0.077 и 0.113 – deactivation constants determined experimentally on the basis of the zeolites acidity data, C κ – coke content on catalyst, wt%.

The rate and degree of the coke formation increase with rising the zeolite acidity, the coke yield decreases with decreasing the pore size at equal acidity of the zeolite. However, deactivation is faster for the zeolite with the small pores (ZSM-5), because a relatively small amount of coke results in a significant catalyst activity loss [6]. Thus, the deactivation degree of ZSM-5 is higher in comparison with Y zeolite due to the stronger acidity of ZSM-5 zeolite [1] and a smaller pore size (0.2 nm less than for Y zeolite).

The catalyst deactivation degree depends on the regenerated catalyst activity (A0), which largely depends by heavy metals. The joint effect of heavy metals in the cracking feedstock is taken into account at prediction of the regenerated catalyst activity. Thus, deactivated effect of vanadium (dealumination) is reduced with increasing the nickel content, but dehydrogenation capacity of the catalyst and the content of coke on the catalyst increase.

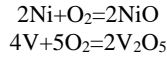
To account for the nickel deactivation effect on the catalyst, the dependence of the dehydrogenation capacity of the catalyst (Y) on the metal content is revealed, characterizing the intensity of hydrogen formation during the dehydrogenation, aromatization, condensation and coke formation reactions of catalytic cracking:

$$Y = 0,142 \cdot e^{1,1554 \cdot C_{Ni}}$$

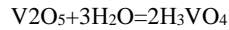
here C $_{Ni}$ – the nickel content in the feedstock, ppm.

The combined effect of heavy metals on the regenerated catalyst activity is determined in accordance with [2]:

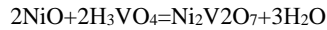
1. Formation of metal oxides at the contact of the metalorganic compound adsorbed on the catalyst surface with air stream of regenerator



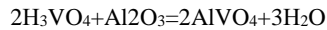
2. Formation of vanadic acid at the contact of metal oxide with water stream



3. Calculation of the vanadium acid amount required to react with nickel oxide



4. Vanadium deactivation effect accounting Calculation of the aluminum oxide amount required to react with the vanadic acid residue



The influence of the nickel and vanadium content on the regenerated catalyst activity taking into account the volume of the processed feedstock (annual volume is 2.4 million tons) and the activity of the coked catalyst is possible to be estimated using the mathematical model under the equal process conditions (table 1). The range of the heavy metals concentration in a vacuum distillate was chosen in accordance with [5]: nickel content – 0 ÷ 0,6 ppm, vanadium content – 0 ÷ 1,9 ppm.

The predicted calculations showed that the catalyst activity decreases from 79.1 to 75.62 due to its dealumination (Figure 1) with increasing the vanadium concentration in the feedstock at 1.9 ppm. At the same time, the deactivation effect of vanadium is reduced by 0.95% with increasing the nickel content in the feedstock at 0.6 ppm. The deactivation effect of vanadium connected with formation of vanadium acid which leads to destroy the structure of the zeolite at the contact with skeleton aluminum of the catalyst, reduce of the pore volume, the amount of acid site and catalyst activity. The nickel inhibitory effect is connected with the interaction of nickel with a part of vanadium acid. Thus, the catalyst activity is higher (79.1-76.57%) at the nickel and vanadium feedstock processed than vanadium feedstock (79.1-75.6%).

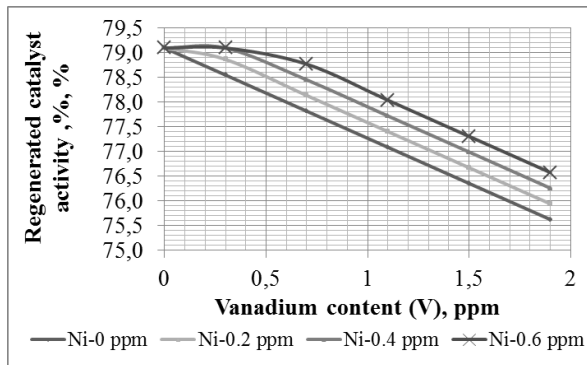


Fig. 1 – Dependence of the regenerated catalyst activity on the content of nickel and vanadium

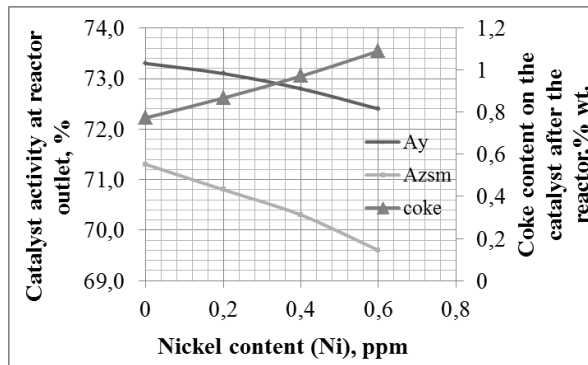


Fig. 2 – Dependence of the catalyst activity and coke content on the nickel content in the feedstock

The catalyst activity at the reactor outlet is determined by the content of coke on its surface, which in turn depends on the feedstock composition, the regenerated catalyst activity, the process condition of the catalyst operation, the structural-selective properties of the catalyst, and the heavy metal content in the feedstock. Thus the nickel leads to increase in the dehydrogenating capacity of the catalyst. Calculations showed that the coke content on the catalyst increases from 0.774 to 1.091wt% (Fig. 2) with increasing the nickel content in the cracking feedstock from 0 to 0.6 ppm, and equal vanadium content (0.7 ppm). The current catalyst activity decreases from 71.3 to 69.6% and from 73.3 to 72.4% concerning ZSM-5 and Y type reactions.

The proposed scheme of the catalysts deactivation of catalytic cracking allows to predict the cracking efficiency taking into account the catalyst activity loss, depending on the heavy metals concentration in the feedstock and the intensity of coke formation taking into account the structural and selective properties of the catalyst. Prediction of the catalyst activity in the cycle "operation-regeneration", taking into account the composition and properties of the feedstock and the catalysts, ensures the optimization of the operating modes to increase the yield of the target products at reducing the coke formation on the catalyst and prolonging its service life.

The work was supported by a grant from the President of the Russian Federation for young Russian scientists and doctors MD-4620.2018.8

Reference

1. Erja Rautiainen, Ricardo Pimenta, Maria Ludvig, Carel Pouwels. Deactivation of ZSM-5 additives in laboratory for realistic testing // *Catalysis Today*. – 2009. – vol. 140 (3–4). – P. 179–186.
2. Ivanchina E.D., Ivashkina E.N., Nazarova G.Y., Stebeneva V.I., Shafran T.A., Kiseleva S.V., Khrapov D.V., Korotkova N.V., Esipenko R.V. Development of the Kinetic Model of Catalytic Cracking // *Kataliz v promyshlennosti*. – 2017. – 17(6). – С. 477–486.
3. Lipin P.V., Doronin V.P., Gulyaeva T.I. Conversion of higher n-alkanes under deep catalytic cracking conditions // *Petroleum Chemistry*. – 2010. – vol. 50(2). – P362–367.
4. Bartholomew C.H. Mechanisms of catalyst deactivation // *Appl. Catal. A-gen.* – 2001. – vol. 212 (1–2). – P.17–60.
5. Khadzhiev SN Cracking of petroleum fractions on zeolite-containing catalysts. - Moscow: Chemistry, 1982. - 280 p.
6. Etim U. J., Xu B., Bai P., Ullah Rooh, Subhan F., Yan Z. Role of nickel on vanadium poisoned FCC catalyst: A study of physiochemical properties // *Journal of Energy Chemistry*. – 2016. – Vol. 25. – P. 667–676.

THE ASSESSMENT OF CATAGENETIC SOURCE ROCK ZONING IN THE KYNDAL GRABEN OF THE BUREYA BASIN USING PALEOTECTONIC AND PALEOTEMPERATURE MODELING SOFTWARE (THE FAR EAST OF RUSSIA)

P.N. Prokhorova

Scientific supervisors: professor V.I. Isaev, associate professor I.A. Matveenko
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Modeling of sedimentary basins makes it possible to trace the evolution of a sedimentary basin over time as it is filled by sediments which may ultimately form or contain hydrocarbons. Today, several computer programs for basin modeling are used, such as MatOil, Genex, Temis, PetroMod, GALO, etc.

In the Far East of Russia, computer modeling has been used in the study of the Sakhalin and Sea of Okhotsk sedimentary basins. The basins in the continental Far East are less thoroughly studied, and computer technologies are occasionally used to study the thermal history only one of the areas in the Pereyaslavsky Graben [2].

The main aim of the study is the oil-gas potential evaluation of Jurassic-Cretaceous deposits within Kindal Graben by tectonic and thermal history modeling of 1C, 1A and 1PR wells.

There are two stages of modeling. The first stage involves obtaining the basic geological, geophysical, and geochemical data on the basin structure and development, and also preparation of the initial parameters for the basin modeling. The input data set includes the following information: data on the current basin structure, absolute dates of geological boundaries, sedimentation washout/no sedimentation periods, climatic secular temperature variation on the Earth's surface, measured vitrinite reflectivity values. The second stage is the modeling process of subsidence history, rifting parameters, thermal history and HC generation in the basin.

The Bureya basin (BB) is the best-preserved part of the Bureya marginal trough in the boundary between the Bureya Massif and the Sikhote-Alin orogenic belt (Fig. 1) [4]. The sedimentary cover of the BB consists of the lower molasse composed of Upper Triassic–Jurassic marine sediments and the upper molasses composed of Middle Jurassic–Cretaceous continental coal-bearing deposits. In the central part of the BB, the continental coal-bearing deposits make up a large syncline structure such as the Kyndal graben–syncline, complicated in its center by the Kyndal graben (KG).

The sedimentary section of the KG consists of (bottom–up) the Talynzhan (tl), Urgal (ur), Chagdamyn (cg), Chemchuko (cm), Iorek (jr), and Kyndal (kn) suites; and Sandstone (ps) suite [1].

Having conducted the one-dimensional modeling the following conclusions are formulated. The BB bottom within the KG was subsided to a maximum depth 98 Ma ago, at the beginning of the Late Cretaceous. The greatest subsidence to the depth of 4089 m has been recorded for well 1C. The total subsidence reached 3338 m and 3437 m in wells 1A and 1PR, respectively.

The Kyndal graben–syncline was formed under thermal flow of 49–51 mW/m² at the bottom. In the extension period, the thermal flow gradually increased to 51–52 mW/m². In our model, the high sedimentation velocity obtained for the Kyndal suite caused a corresponding decrease in the thermal flow values during the deposition. After completion of the riftogenesis stage, the thermal flow gradually declined to 48–49 mW/m².

In accordance with the vertical zoning of katagenesis and the location of oil and gas deposits based on the Ro diagrams, the oil-and-gas formation zones were identified as follows: (0.1 < Ro < 0.55) is a zone of intensive formation of HC gases; (0.55 < Ro < 1.3; 50–150°C) is a major oil-formation zone; (Ro > 1.3; 150–200°C) is a zone of intensive formation of wet condensate gas and, deeper, of dry HC gas. According to the proposed classification, the HC maturation history obtained in the three simulated wells is as follows (Fig. 2). In the period of 165–150Ma ago, the time of the Talynzhan deposition and the subsequent break in the subsidence, the regional heating was insufficient to generate hydrocarbons. In the following period of deposition of the Urgal–Chemchuko suites 150–118 Ma ago, the thickness of the sedimentary cover in the most subsided zones reached 2.5 km. Talynzhan suite was heated to 100–120°C, while the vitrinite reflectance values exceeded the level of 0.55%; in other words, all of the rocks achieved the main oil-formation phase (MOF). The Urgal, Chagdamyn, Chemchuko and partially Iorek suites entered the oil window 116–98 Ma ago, in the period of deposition of the Iorek–Kyndal suites. Approximately 95 Ma ago, the Ro parameter exceeded 1.3% at the bottom of the Talynzhan suite and the sedimentary deposits of the formation moved to the lower phase of gas generation.

Currently, the major part of the Talynzhan suite; the Urgal, Chagdamyn, and Chemchuko suites; and the Iorek suite bottom are still at MOF; the tops of the Iorek and Kyndal suites are in the upper phase of gas formation, while the Talynzhan

suite bottom is in the lower phase of gas formation. Thus, the Kyndal suite can generate gas, the Chemchuko–Urgal suites still have oil-formation conditions, while the Talynzhan and Iorek suites can generate oil and gas.

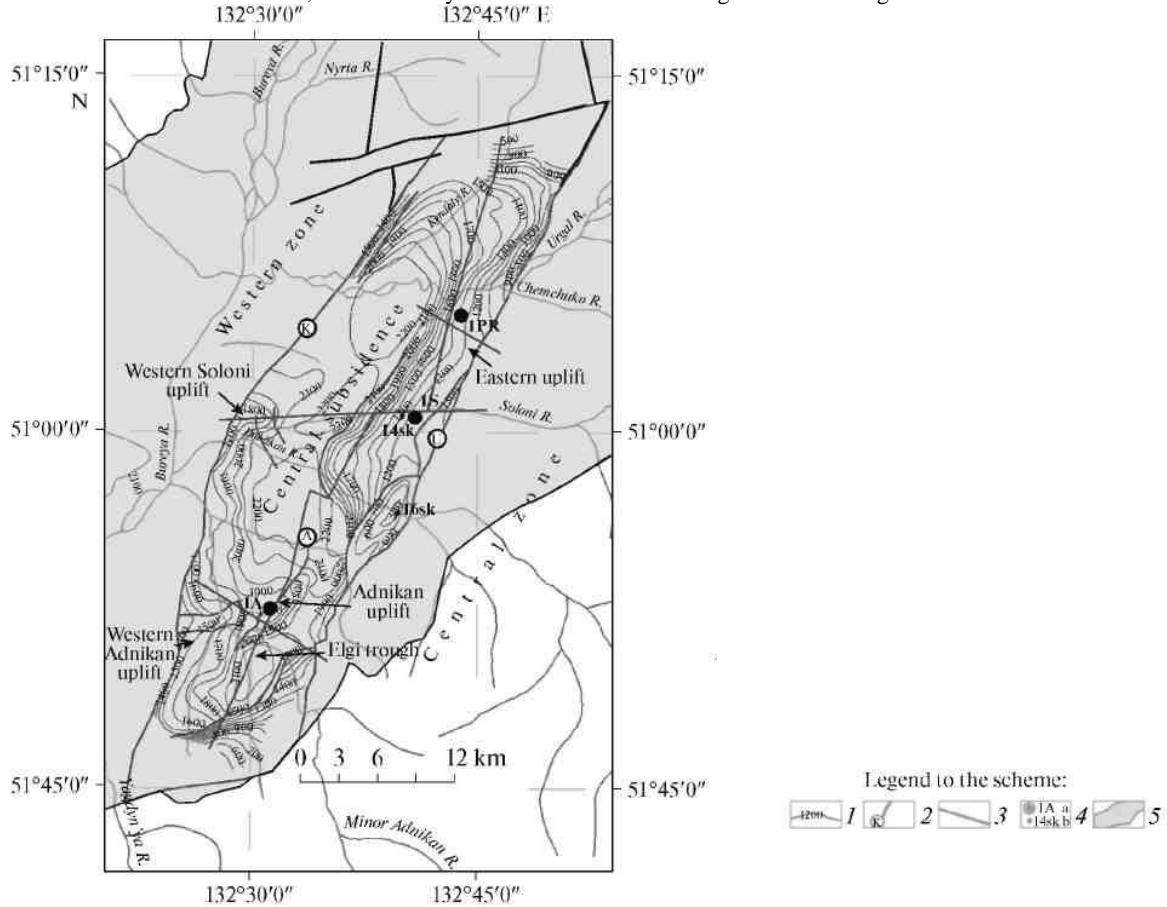


Fig. 1. Kyndal Graben: (1) structural contours of the Iorek suite foot; (2) faults and their letter symbols: (K) Kyndal, (U) Urgal, (A) Adnikan; (3) lines of seismic-geological sections; (4) wells; (5) Kyndal graben–syncline contours.

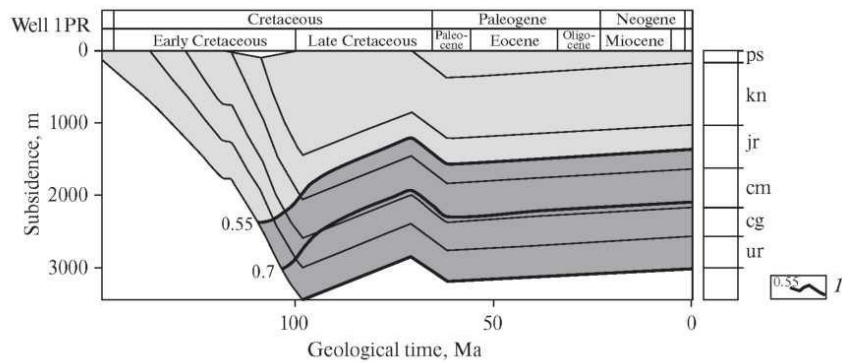


Fig. 2. Katagenetic maturity of the rocks in the Kyndal Graben sedimentary cover according to the 1D modeling results. (1) Curve of vitrinite reflectance variations, R_o .

References

1. Bureinskij osadochnyj bassejn: geologo-geofizicheskaya xarakteristika, geodinamika, toplivno-e'nergeticheskie resursy / Otv. red. G.L. Kirillova. Vladivostok: Dal'-nauka, 2012. 360 s. (Seriya «Osadochnye bassejny Vostoka Rossii» / Gl. red. A.I. Xanchuk; T. 4.
2. Gulenok E.Ju., Isaev V.I., Kosygin V.Ju., Lobova G.A., Starostenko V.I. Ocenka neftegazonosnosti osadochnyx bassejnov Dal'nego Vostoka i Zapadnoj Sibiri po dannym gravimetrii i geotermii // Tikhookean. geologija. 2011. T. 30, №4. S. 3-18.
3. Hantschel T., Kauerauf A.I. Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling. Springer Science & Business Media, 2009, 476 p.

4. Zabrodin V.Ju. Zona sochlenenija Bureinskogo massiva s Sikhoteh-Alinskoi skladchatoj sistemoj // Bjull. MOIP. Otd. geol. 2010. № 1. S. 1-22.

STUDY IN THE IMPACT OF DISPERSANT ON PARAFFIN CRYSTALLIZATION USING THE METHOD OF DYNAMIC SCATTERING

A.V. Sidorenko, A.S. Chemyakin, M.N. Nemtsev

Scientific advisor – assistant professor L.V. Chekantseva

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

During field development paraffins dissolved in oil can be released in the form of solid phase by changing pressure and temperature. Oil flow in the formation and bottom hole zone are negatively affected by phase transition of reservoir oil. When oil flows through pipeline, separated solid phase deposits on pipe and pump equipment walls.

The main phase state characteristic of reservoir oil (liquid-solid phase) is a paraffin saturation temperature of oil. Solid phase formation depends on paraffinic hydrocarbons content in oil [1]. Special additional agents (dispersants and inhibitors) are used to regulate phase transitions. During the initial stage of paraffin crystal formation the additive molecules are embedded in its structure and limit the growth process. The choice of an additional agent is specific for each particular case because of its possible inverse effect [6].

The effect of C-5A dispersant on the transition phase behavior of the model system during cooling process is considered in this paper. To solve this problem, the dynamic light scattering (DLS) method [5] based on the registration and evaluation of photons was used. According to the theory, the measurement of the correlation fluctuation function in the stray light intensity makes it possible to determine the characteristic correlation time and then calculate the particle radius using the diffusion coefficient. The operation of "Photocor Complex" device is based on The DLS method [2]. The algorithm of the photon correlation spectrometer functioning was considered in [4].

The purpose of the experiment was to determine the radii of the solid phase particles formed during isobaric cooling of the system. C-5A dispersant of different concentrations (0.03%, 0.06% and 0.08% by weight) was added to the paraffin-heptane model system (4%, 6%, 10% by weight).

According to the study [1], the paraffin saturation temperature increases with the growth of paraffins concentration in oil. This fact was confirmed in [3], it was also determined that the growth of the additional agent mass leads to the increase in the intensity for all paraffin concentrations.

The solid particles formation temperatures in the initial system without additional agent were 7.9 °C and 9.3 °C respectively (for paraffin concentrations of 4% and 6% by weight, respectively). Figure 1 illustrates the results of solid particles formation in the system (paraffin concentration of 10% by weight) at the temperature of 45.3 °C. The particle sizes vary from 10 to 150 nm.

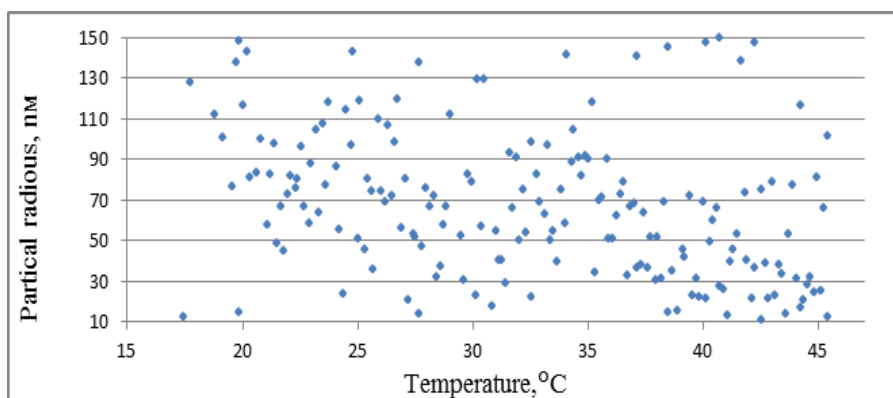


Fig.1 Particle size dependence on temperature (paraffin concentration of 10% by weight; without additional agent)

The action of the additional agent is illustrated by heptane with the paraffin concentration of 10% by weight. Adding the agent (0.03% by weight) to the initial system leads to the system reconfiguration and formation of various particles with radii from 10 to 65 nm (Fig. 2).

When the concentration of the additive increases to 0.06% by weight (Fig. 3), the range of the region of particles with small dimensions decreases from 10 to 45 nm.

When adding an additive 0.08% by weight to the system (Fig. 4), particle size stabilization is observed in the same range with a significant decrease in the number of coarse particles.

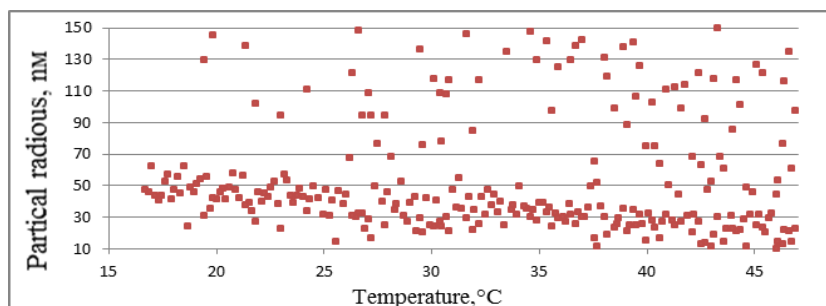


Fig.2 Particle size dependence on temperature (paraffin and additional agent concentrations in heptane are 10% and 0.03% by weight, respectively)

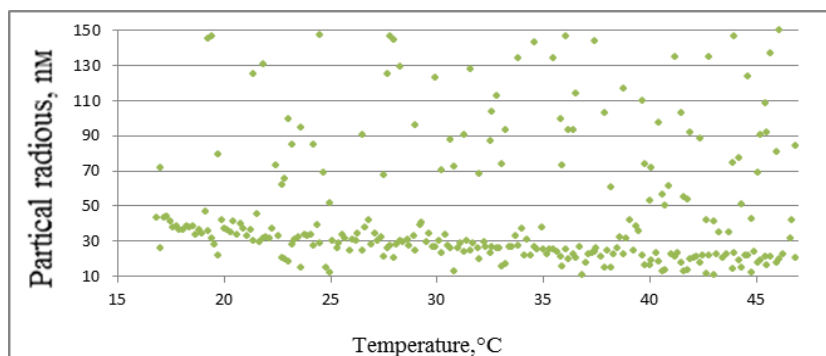


Fig.3 Particle size dependence on temperature (paraffin and additional agent concentrations in heptane are 10% and 0.06% by weight, respectively)

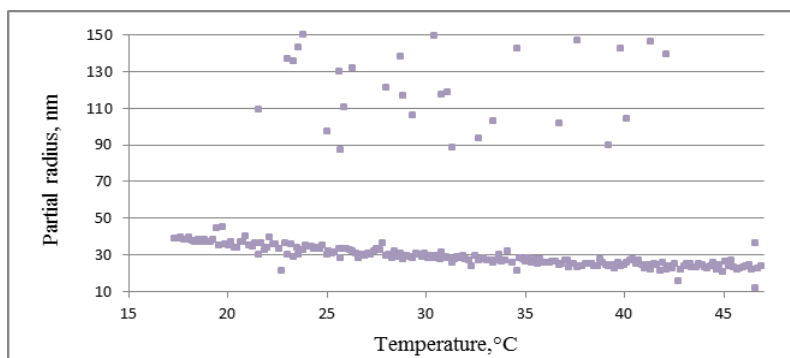


Fig.4 Particle size dependence on temperature (paraffin and additional agent concentrations in heptane are 10% and 0.08% by weight, respectively)

The above analysis has led to the following conclusions:

- the increase in paraffins concentration in research model system results in formation of solid phase particles under higher temperature conditions;
- C-5A dispersant limits the growth of particle size. This effect is the higher if concentration of dispersant is 0.08% by weight.
- This research method allows monitoring particles formation and structural changes in the system.

References

1. Experimental methods of paraffin oil study / Под ред.К.Д. Ашмяна. – «ВНИИнефть», 2004. – 108 с.
2. Gorshkov A. M. , Pham T., Shishmina L. V. , Chekantseva L. V. The influence of dispersing additive on the paraffin crystallization in model systems (Article number 012044) // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. - 2015 - V. 27. - P. 1-7
3. Mal'tseva, E.V. Influence of aggregation of asphaltenes on the rheological properties of oil [Text] / E.V. Mal'tseva, A.M. Gorshkov, L.V. Chekantseva, L.V. Shishmina, N.V. Yudina // Russian Journal of Applied Chemistry. – 2013. – V. 86. – P. 1370–1375.
4. Markin A.N., Nizamov R.E., Sukhoverov S.V. Oilfield Chemistry: Practical guide. Vladivostok: Dalnauka, 2011. – 288 s.
5. PhotoCor [Web site], URL: <http://www.photocor.ru/> (date of the application: 02.02.2018)
6. Spectroscopy of optical color mixing and photon correlation. Translated from English. / Edited by G. Cummins и E. Pike. M.: Mir, 1978. – 574 s.

PUGACHEVSKY WATER INTAKE FACES SOME PROBLEMS OF GROUNDWATER EXPLOITATION

A. D. Smirnova

Scientific advisors: assistant professor N.N. Kizhaeva, associate professor A.G. Shirokolobova
Kuzbass state technic university, Kemerovo, Russia

At present, overall production rate decline is noticed practically at all wells of Pugachevsky water intake. Design capacity of 16 wells was planned about 43000 of water m³/day, while at the present time intake produces almost half of the planned amount - 23000-25000 m³/day, in other words one well can supply not more than 1600 m³/day. Consequently, water intake is drowned out and there is a strong necessity for new sources of drinking water supply for population of Kemerovo [5].

Currently surface and underground water is extracted from 16 artesian wells; in Kemerovo they provide industry with drinking water and industrial process water [2]. There are pumps, pipelines, fittings, ground pavilions and wells in the water intake complex. The license to use the area resources belongs to the JSC "SUEK". The production activity includes water collection, water purification and distribution as well as other activities.

It is important to mention that the Pugachevsky water intake is drowned out. The maximum allowed amount of underground water extraction is 48700 m³/day, and 16750000 m³/year. The permissible ground level lowering is 40 m. On the average the load per well should be 3200 m³/day. Site is related to the second group of reserves classification because of geological structure and conditions of the subsurface and inferred resources of drinking, industrial and mineral underground water. Wells use the aquifer system of Kazan terrigenous-carboniferous deposits of elias subseries of the Kuznetsk adartesian basin of the ground-block waters.

Water-bearing formations of accessible area are covered by alluvial deposits of the floodplain and by the second above floodplain terraces of the valley of the river Tom, where water bearing gravels with capacity from 2 to 9 m are deposited. The boundary hydrogeological conditions are the bounded strip aquifer with a boundary of the constant water head near the river Tom (the boundary of the first type) and the boundary with dropping filtration options on the joint with an original inclination (the boundary of the third type).

Water is supplied in a storage tank of clean water №2 from operating wells to the pumping and filtration station (PFS-2) productivity. Its productivity is 25000 m³/day. Collecting telescopic conduit with a diameter from 250 to 1000 mm is used for the water supplying. Water from the surface watercourse – the river Tom is supplied to the PFS-2 too.

There is a traditional scheme for the water purification that is used at the pumping and filtration station. There are such complexes of procedures as: bleaching, clarification and disinfection. At the same time, water is coagulated, treated with flocculant, settled, filtrated and undergoes the primary and secondary treatment with sodium hypochlorite. Sometimes alkalinizing, aeration and purification are realized, if there is a technological necessity.

Quality control laboratory of the centralized laboratory service JSC "Kemvod" carries out chemical analyses of underground water from wells of the Pugachevsky water intake. In view of the fact that underground water has a greater protection than the surface water protection the organization of the utility and drinking water system is desirable. Characteristics of the water from the Pugachevsky water intake are presented in the table (see Table 1).

Table 1

Data of average values of 15 wells (1,2,4,5,6,7,8,9,10,11,11d,12,13,24,27) for 3 years (2009 - 2011)

Characteristics	Measurement units	Normals	Data of average values
Chroma level	o platinum unit	1 – 1000	5.44 – 5.9
Haze value	mg/dm ³	1.5	0.58 – 1.35
pH values	-	6.5 – 8.5	7.48 – 7.55
Iron	mg/dm ³	0.3	0.18 – 0.25
Manganese	mg/dm ³	No more than 0.1	0.13 – 0.16
Hardness values	odH	No more than 7	3.5 – 3.9
Nitrites	mg/dm ³	3.0	0.003 – 0.006
Nitrates	mg/dm ³	45.0	2.15
Solid residue	mg/dm ³	No more than 1000	253.7 – 269.1
Oxidation	mgO ₂ / dm ³	5.0	0.84 – 1.0
Chlorides	mg/dm ³	350	2.34 – 4.5
Hydrogen sulfide	mg/dm ³	0.03	0.0275 – 0.0297

Due to the table we can get a visual water condition according to a comparison between normal values and data of average values for 3 years. The underground water of the subsurface is related to hydrocarbonate-calcium, less often to sodium-calcium and magnesium-calcium. Mineralization of the water is 0.2-0.5 g/dm³.

According to the analysis data from 2009 to 2011, water is moderately hard (hardness values change from 3.5–3.9o dH), weakly alkaline (pH values change from 7.48–7.55) and low hardness. The content of dissolved salts doesn't exceed values of 400 mg/dm³ [3].

Smell and water colour (organoleptic parameters) basically are complied with the standard. At the same time, it is noted that in 2009 and 2011 there was excess concentrations of haze value from some water intakes (to 2.98 and 3.2 mg/dm³). Slight increase of chrome level was established in two water samples for 2009 and 2011.

It was estimated that there was increased content of manganese and iron (organoleptic parameters). In some water samples the excess of manganese (to 0.11-0.27 mg/dm³) is more than three times, iron (to 0.36-0.67 mg/dm³) is more than twice.

Oxidation as proxy measure of organic compounds and sanitary conditions of underground waters corresponds to the standard (0.84-1.00 mgO₂/dm³). Chlorine and sulfates as part of dissolved components are found within limits. It was established that amount of solid residual has increased by 10.5 mg/dm³ from 2009 to 2011. Lead, cadmium, arsenic, nickel, mercury are within limits in micro composition. Content of zinc slightly decreased. Increase of borum, molybdenum and copper was established too.

Nitrates and nitrites, ammonia nitrogen (toxic nitrogen components) are in water in concentrations not exceeding the limits. The content of nitrites in the water is not more than 0.003-0.006 mg/dm³, nitrates – 0.46-2.15 mg/dm³. Comparison of average data from 2009 to 2011 has established the increase of nitrates. Oil products and phenols and are in water and correspond to the norm and do not exceed values 0.017 mg/dm³ and 0.0005 mg/dm³. It is noticed that there is a high content of hydrogen sulfide (to 0.0034-0.0799 mg/dm³) in some samples.

Content of heavy metals in underground water is in concentrations typical for Kuzbass and does not exceed the norm established for the drinking water quality.

Bacteriological water condition is adequate. Overall bacterial number is 0 CFU. Also, it was established that thermotolerant and common coliform bacteria were found there.

All in all, underground water of the water intake is suitable for the utility and drinking water system, if it is preliminary purified, using the method of reducing manganese, iron and hydrogen sulphide contents.

Underground water is cleaned at existing water treatment plants. Examination of water samples selected before the water supply to customers shows that water conforms to all norms.

During research conducted by design organization in August of 2010, it was established that 13 water wells (№ 1,2,5,6,8,9,10,11,11d,12,13,24,27) were exploited, including the fact that three wells were reserve sources. One well was repaired and water from the wells № 3,4 is piped out for spillage.

There is a major problem of using Pugachevsky water intake because of its overall production rate decline practically in all wells.

In April 2007 wells № 3, 4 were put out of action because of the production rate decline. In August 2012 repair works to recover water discharge rate on the wells of № 3, 4 were carried out by specialized organization LLC "AquaSib". During this repair works hydro-geophysical operations and pneumatic cleaning of wells' filters were carried out. After repair works the average water discharge increase was only 13.8% [3].

Besides in January 2013 the well № 9 was put out of action because of the water discharge decline and hydrodynamic level lowering to 37 m (exceeding a standard value).

The desired water flow is 66965820 – 50216285 = 16750535 m³/year (the calculated drinking water demand of the city at the most critical conditions of water supply and the actual annual water draught from the river Tom respectively); it is supplied by underground water from the Pugachevsky water intake.

All in all, water discharge decline of wells can lead to deficit of water, supplied for population of Kemerovo.

In connection with the above mentioned, it is necessary to reevaluate reserves of underground waters in the Pugachev area and to consider the question of using underground water for water supply of Kemerovo on the extension of the Pugachevsky area – the Smolinsky area (between Shumiha and Berezovo villages). Reserves of groundwater were estimated with data of TKZ protocol in C1 category in the amount of 35800 m³/day. The Smolinsky area can be considered as a potential area of underground waters for water supply of Kemerovo.

Thus, underground water storage of the Pugachevsky water intake is drowned. Observational monitoring data of the underground water level position, the volume of water sample, that were completed during exploitation and analysis taking of water sample was used for carrying out the analysis of the current situation. Time for carrying out the inventory reevaluation of underground waters in the Pugachevsky and its extension – Smolinsky areas and financing of these works are required for the solution of possibility of using underground waters for Kemerovo. Besides, it is necessary to consider using of the underground water on the right bank of Kemerovo in the Elikevsky area.

References

1. LLC "RPA Kuzbassgeolmonitoring" The project of the Pugachev water intake of underground water JSC "SUEK", Kemerovo, 2012;
2. Materials for a subsoil use license №1446 belonging to the JSC "SUEK", Kemerovo, 2014;
3. Monitoring data of the JSC "SUEK" of the level and regime of the underground water abstraction through the wells of the Pugachev water intake for the period from 19.08.1994 to 21.01.2013, Kemerovo, 2013;
4. Protocol № 6345 from 06.10.1971 of the meeting of the State Commission of Mineral Resources at the Council of Ministers of the USSR, Moscow, 1971;
5. Smirnova A.D., The problem of groundwater exploitation at Pugachevsky water intake in Kemerovo [Electronic resource] // URL: <http://science.kuzstu.ru/wp-content/Events/Conference/RM/2017/RM17/pages/Articles/0801006-.pdf> (date of the application: 18.12.2018)

**PROPOSALS FOR THE STRATEGIC DIRECTION OF TAGULSKOYE OIL FIELDS IN THE ARCTIC
ZONE KRASNOYARSK REGION**

A. Yu. Smirnova

Scientific advisor – associate professor V.A. Bazavluk
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Oil fields constitute one of the main natural resources of Russia [1]. However, how organize oil transit in the "consumer's house"? What are the best ways to develop the Tagulskoye oil field? The relevance of this study is provided by solutions to the development of the Tagulskoye field in the Arctic region, which is part of the mainland of the north of the Krasnoyarsk Territory. The high level of Russia's industrial and energy potential ensures the possibility of intensive development of the richest minerals, such as oil and natural gas, explored in permafrost regions [2].

The purpose of this work was the development of proposals on options for the development and development of the Tagulskoye oil field in the Arctic region of the mainland of the Krasnoyarsk Territory.

In accordance with the goal, the following tasks were defined:

1) To assess the strategic location of the projected field in relation to the previously economically exploited territories and transport routes of the region.

2) Consider options for transporting oil products and analyze them.

3) Analyze legal issues related to the use of land on which the Tagulskoye deposit is located.

The object of this study is the projected Tagulskoye oil field, which is explored in the north of the Krasnoyarsk Territory, in the Turukhansk region at a distance of about 1.7 thousand km from the city of Krasnoyarsk. The reserves of the field are about 10.6 million barrels of oil (1464500 tons). The complex development of this field is planned by JSC «Rosneft» for 2018. The reserves of this field account for 0.3% of the country's total oil production [3]. The area of the field is about 1500 square kilometers, including about 1100 hectares of engineering infrastructure: bushes of production wells, pipelines, industrial enterprises and technical facilities (workshops, warehouses, etc.), a ramified network of highways [3].

For the development of the Tagulskoye deposit, transport support options have been proposed for the delivery of field products to consumers, as shown in the figure.



Fig. Scheme of strategic development directions of the Tagulskoye oil field: 1,2,3-variants of strategic directions [4]

There are three such options, with the following rationale:

To create on the basis of this deposit a town-planning object (city or settlement), including an oil refinery. The export of finished products is to be provided by rail to the river port of Igarka, accessible to sea vessels to the Yenisei River exit to the Northern Sea Route. The main products of oil refining are: "light" processed products such as gasoline and kerosene, "heavy" - diesel fuel, as well as bitumen (obtained for road construction). The forecasted processing volumes are 10.6 million barrels = 1464500 tons of oil. From this volume of raw materials can be obtained: gasoline - 1.2 million tons, kerosene - 1.4 million tons, diesel fuel - 1.4 million tons and bitumen - 2.1 million tons. At the same time, for transportation of oil products with a cargo capacity of 60 tons, it will be necessary: for petrol - 19944, for kerosene - 22894, for diesel fuel - 23456 and for bitumen - 34411 cisterns.

Use the project variant of laying the pipeline parallel to the projected railway to the port of Igarka, and then by vessels to export crude oil to the south of the country. The length of the pipeline is approximately 132 km.

Laying on the left-sided floodplain of the Yenisei River an oil pipeline for pumping crude oil to the existing oil refinery in the city of Achinsk, at a distance of about 1282 km from the Tagulskoye field.

The results of the indicators on the options are given in the table.

Variants of the strategic direction of development of the Tagulskoye field

Indicator name	Options for the strategic development of the Tagulskoye field		
	1	2	3
1. Name of mineral	Oil		
2. City-forming significance	+	-	-
3. Social importance for the region	+	-	-
4. Production volume	10.6 million barrels of oil (1464500 tons)		
5. Production	Petroleum products	Raw oil	Raw oil
6. Additional infrastructure	Oil refinery and town-planning facility	Pipe, road, power line	Pipe, road, power line
7. Type of transport	Railway transport	Pipeline	Pipeline
8. Range, km	322	132	1282
9. Metal consumption, tonne	257600	105600	1025600

In our opinion, for the industrial, economic and social development of the Arctic region within the mainland of the Krasnoyarsk Territory, the first option is preferable (see table).

This territory should be disbanded and leased for a certain period of time to the organization of JSC "Rosneft" with the provision of all requirements for the protection of the natural environment of this territory. The Tagulskoye deposit is located on the lands of the forest fund. According to the Forest Code, the lands of the forest fund are in federal ownership. Therefore, there is a need to transfer these lands to non-forest land for use for purposes other than forest management, as well as for geological exploration.

Thus, variants of proposals for the development of the Tagulskoye oil field in the Arctic zone of the Krasnoyarsk Territory were developed and considered. These proposals should be further refined by detailed technical and economic studies, first of all, to address issues of economic development of this field, taking into account the development of the transport scheme of this region.

References

1. Bazavluk V.A. Fundamentals of nature management / VA. Bazavluk, S.P. Kulizhsky. - Tomsk: 2010. - P. 155.
2. Mashkovtsev G.A. Large deposits of strategic metals in the Arctic region of Russia / G.A. Mashkovtsev // Proceedings of the All-Russian Conference, dedicated to the 85th anniversary of the IGEM RAS Moscow, IGEM, 11/25/2015. - P. 17 - 18.
3. Official site of JSC «Rosneft» [Electronic resource] // URL: <http://www.rosneft.ru/> (date of the application: 12.12.2018)
4. Google satellite maps [Electronic resource] // URL: <https://www.google.com/maps> (date of the application: 30.12.2018)

THE PROBLEM OF IMPLEMENTATION HIGHER MATHEMATICS KNOWLEDGE IN PROFESSIONAL SPHERE

T.M. Toropov

Scientific advisor – associate O.G. Bykova
Saint-Petersburg Mining University, St.-Petersburg, Russia

At the end of the third semester of studying in universities on the program for the preparation of bachelors of the "Oil and Gas Engineering" students have a certain "baggage of knowledge" in higher mathematics. It is intended for further use in solving problems related to the specialty. However, in further work in the field of professional research, "underwater stones" come to light, which nobody paid attention through the course of higher mathematics, and sometimes they were simply ignored.

A vivid example of such a disregard for knowledge is the use of different coordinate systems in solving practical problems. Everyone knows the simplest and therefore often used Cartesian coordinate system, it's familiar to us from school. However, in such a specialty as drilling oil and gas wells, calculations in a rectangular coordinate system can be quite cumbersome. Therefore, when designing a borehole, for example, it is very useful to use a cylindrical coordinate system, because the borehole itself has the shape of a cylinder. It is a three-dimensional coordinate system that is a generalization of the polar coordinate system by adding a third coordinate that specifies the displacement of an arbitrary point M along the OZ axis with respect to the coordinate plane OXY [3]. In the previous work [3], the application of this coordinate system to the calculation of the load on the well contour and the features of working with this system in the mathematical package MathCAD were considered.

After getting acquainted with this coordinate system, another problem arose: part of the quantities entering into the formulas are determined from nomograms - the graphical representation of the function. This question has already been raised in calculating the coefficients in drilling problems [1].

A new problem arose in the solution of the problem of the vortexing of solid particles in the flows of drilling mud [2]. The fluid flow regime, characterized by the Reynolds number, depends on the velocity of its flow. Therefore, it is important to be able to correctly determine the velocities of the particle v_p and the windings v_w (flow velocity when $v_p = 0$) in order to choose the average flow velocity that will ensure the transport of particles in the annular space. The equilibrium of the particle in the ascending stream is ensured by the equality of the resultant acting buoyancy force and the gravitational force R and the resistance force W .

$$R = V(\rho_p - \rho_l)g, \quad (1)$$

where V is the volume of the particle, ρ_p , ρ_l are the particle and liquid densities, respectively; g - acceleration of gravity.

The strength of the resistance, in turn, depends on the rheological properties of the liquid, the shape, the flow regime, and the particle concentration. The resistance force can be expressed in a general form for any Reynolds number Re :

$$W = C_w \rho_l \frac{v_w^2}{2} S, \quad (2)$$

where C_w is the resistance coefficient, which can be determined from the Rayleigh diagram, S is the area of the largest cross section of the particle, perpendicular to the flow.

Here, to determine the coefficient of resistance for different values of the Reynolds number, new difficulties arise from higher mathematics. They are approximation and logarithmic scales.

In the experiments, different values of the unknown quantities are obtained, but for further use they must be approximated. Approximation allows us to construct an approximate function that most closely passes around these points. This operation is not considered in the course of higher mathematics, but its application is found in such discipline as "Software products in mathematical modeling". In this work, the Rayleigh resistance curve was studied. A feature of the approximation with MS Excel in this case was the need to display the solution in a logarithmic scale, since this scale is very convenient in mathematics when working with very large ranges of values of the investigated quantities.

Everyone knows a uniform scale of values. Another name is arithmetic or linear. On it, the values are equidistant from each other. For example, the values 0-10, 10-20 and 20-30 are deposited from each other by the same distance. If we talk about scientific research and experiments, we should use a logarithmic scale. The logarithmic scale is the scale on which the logarithms of numbers are plotted. It is used to display a wide range of values that differ by several orders of magnitude. For example, you need to display a range of values from 0 to 0.1, 0.1 to 1, and 10 to 100 on a single chart. In this case, this scale will be irreplaceable. Another less well-known type of scale is the power scale. It differs from the rest by the distance between risks equal to the numbers raised to the degree.

When analyzing the Rayleigh diagram connecting the coefficient of resistance with the Reynolds number, there were inconveniences in taking readings due to the use of a logarithmic scale. Many attempts have been made to find a suitable approximating function. It turned out that no one can describe the diagram accurately over the entire range of variation of Reynolds numbers. This means that the dependence of the coefficient of resistance on the Reynolds number is not constant throughout the research interval.

It was found that for $Re < 2.7$, the dependence is described by the following function:

$$C_w = \frac{1}{0.036Re + 0.0014}, \quad (3)$$

And for $2.7 < Re < 10^4$, the dependence is degree-law:

$$C_w = 20Re^{-0.7} + 0.35, \quad (4)$$

The plot of the initial points and the approximating function is shown in Fig. 1:

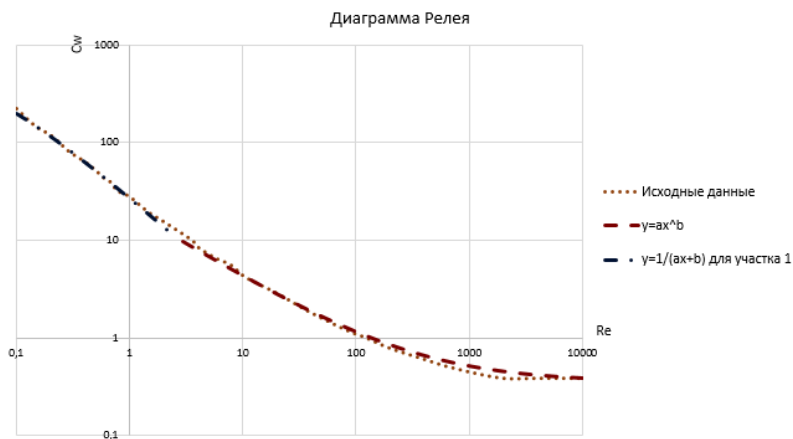


Fig.1 The Rayleigh diagram with approximating functions

Thus, the approximating functions found make it easy to find the values of the coefficient of resistance for a different Reynolds number, which in turn accelerates the solution of the problem of finding the value of the resistance force of a particle and, as a consequence, the value of its velocity in the flow of drilling mud.

So, in this work it is clearly seen that the knowledge gained from the course of higher mathematics is not enough in solving problems in your specialty, since there are such nuances that do not have universal application, but knowledge of which is necessary, because they greatly simplify and accelerate the search for a solution various tasks on the specialty.

References

1. Al-Kebisi AMA Translation of the nomogram into a function. Innovative technologies in economics, education and management: Materials of the fourth international conference of students and post-graduate students. SPb: NOI, 2016. - P. 25-29.
2. Leonov EG, Isaev VI Hydroaeromechanics in drilling: Textbook for high schools. - Moscow: Nedra, 1987. - P. 42-56.
3. Toropov T.M. Application of cylindrical coordinates in solving problems in the mathematical package Mathcad. New information technologies in scientific research of NIT-2016. XXI All-Russian Scientific and Technical Conference of Students, Young Scientists and Specialists: Ryazan, 2016 - P.67-68.

IDENTIFICATION OF DRILLING WELLS PROSPECTIVITY IN TECTONIC DEFORMATION AREAS OF PALEOZOIC DEPOSITS IN THE TOMSK REGION

A.S. Trushko, Yu.S. Berezovskiy

Scientific advisors: associate professor G.M. Tatyatin, associate professor O.S. Chernova
**National Research Tomsk State University, National Research Tomsk Polytechnic University,
Tomsk, Russia**

At the present time due to exploitation of hydrocarbon reservoirs in Jurassic and Cretaceous sediments in West Siberia, more and more attention is given to Paleozoic structures. They are poorly studied, as they have complex geologic and tectonic structure and there is a lack of geological and geophysical data about them. Nevertheless, integrated interpretation of the gained one-sided data about the Paleozoic can give the results of Paleozoic structures productivity assessment, favorable for raw hydrocarbons. Some complications of geologic and tectonic nature can be seen on the example of one of the fields in Tomsk oblast.

The field X is located in Nyurolskiy petroleum district in Tomsk oblast. This is the Parabelskiy area in Tomsk oblast. As far as tectonics are concerned, the exploration area belongs to the junction zone of two large first-order structures: Nyurolskiy depression and Pudinskiy megalithic bank. The block-tectonic model developed by V.S. Surkov, O.G. Zhero and others has been taken as a basis in this research [5].

According to the results of formation M testing conducted in 2015, well 3 has been recognized as non-productive. Core analysis shows that well 3 is located in the zone of tectonic deformation. This has also been confirmed with the material analysis by means of 3D common-midpoint method (CMP). It indicated anomalies connected with tectonic deformations (Picture 1) [4]. In Figure 1 faults are divided into 20 meter-buffer zones, which are expanding in zones with anomaly development. These anomalies can be interpreted as tectonically deformed zones. On the stage of hydrocarbon traps formation the capacitive component of these zones is filled with secondary alteration products of the host rock. On this stage the zones are unfavorable for drilling, however, it is too early to consider them as zones of non-reservoir rocks development.

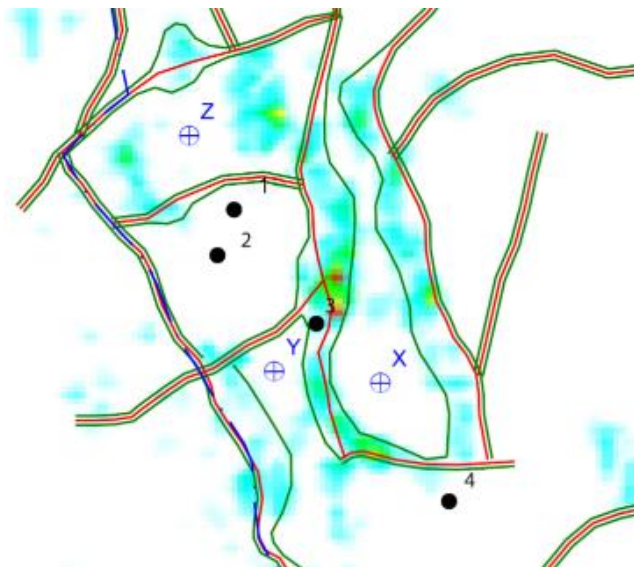


Fig.1 Distribution map of tectonically deformed zones

For the following drilling of side-tracking of well 3 or for the additional infill drilling at field X, three possible variants of drilling are suggested – X, Y, Z (Figure 2).

Selection of well location is determined by an intention to gain maximum of geological and geophysical data about block structure of pre-Jurassic sedimentary complex.

The location of suggested well points X, Y, Z is selected in such a way that drilling-in of formation M could be conducted until absolute depth mark – 2700 m, i.e. in maximally arched portion of the bed. In the given range wells 3 and 4 have been drilled. The oil content of weathering mantle slit and bed slit in well 4 has been confirmed.

For side-tracking drilling the following variants of location are suggested:

Well X. For drilling in this point the prospective targets are both formation M and M1. The main prospective is connected precisely with sediments of formation M1. As it has already been mentioned, the productivity of these sediments is confirmed by testing of well 4, which is structurally the highest one. Structurally well X is located 50 meters higher than well 4. Therefore, the prospective of finding hydrocarbons in formation M is increasing [1, 2].

Well Y is located in area which is maximally remote from tectonic deformations; this is made in order to avoid drilling-in of tectonically undeformed zones. Sediments of formations M and M1 are considered to be productive for a well test. The location of this well is quite conservative, as there is well 4 in this block, so risks to obtain a negative result are minimal.

For the drilling of an infill well the following location is recommended:

Well Z. According to the hypsometry, well Z is planned to be close to well 4; correspondingly, the probability of productivity of formations M and M1 is high. Moreover, for the drilling of this well the productivity of separately standing tectonic block will be specified [3].

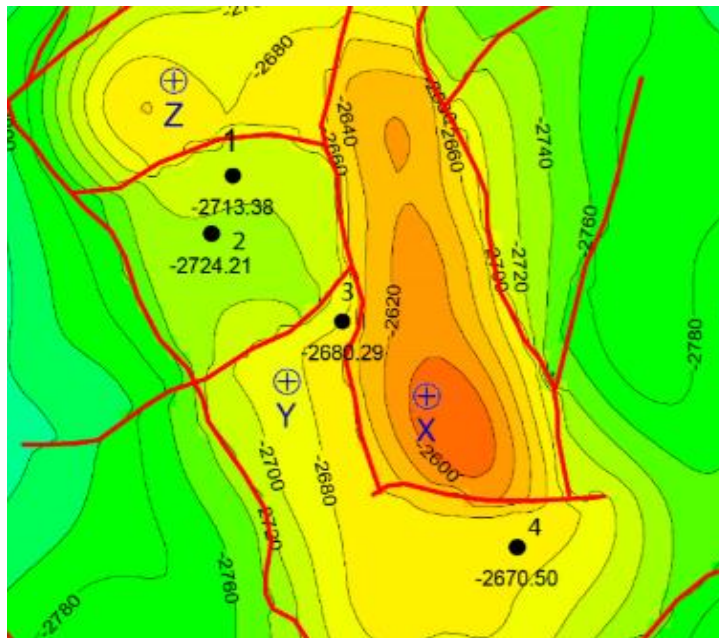


Fig.2 Map of reflecting horizon $\Phi 2$ with wells suggested for drilling

It also should be noted that precision of contour mapping based on reflecting horizon $\Phi 2$ works out to about 20 m and this fact has to be considered when conducting the drilling.

References

1. Basement, adjacent structures of West-Siberian mesozoic-kainozoic sedimentary basin, their geodynamic evolution and oil-and-gas potential problems: Proceedings of the II Russian scientific conference with the participation of foreign scientists, Tyumen, 2010. – Novosibirsk: Academic publishing “Geo”, 2010. – 210 p.
2. Stupakova A.V., Sokolov A.V., Soboleva E.V., Kiryukhina T.A., Kurasov I.A., Bordyug E.V. Geology study and oil-and-gas potential of Paleozoic deposits. Lomonosov Moscow State University, 2015.
3. Surkov V.S., Zhero O.G., Basement and the development of West Siberian Plate platform cover. – Moscow, Nedra Publishing, 1981, 143 p.
4. Tectonics of present-day and ancient oceans and their margins. Proceedings of the XLIX Tectonics Conference, devoted to the 100th anniversary of academician Y.M. Pushtcharovskiy's birth. Moscow, GEOS Publishing, 2017, 319 p.
5. Yelkin E.A. and others. Stratigraphy of oil-and-gas bearing basins in Siberia. The Paleozoic of West Siberia. Scholarlike edition “Geo”, Novosibirsk, 2001, 165 p.

THE INFLUENCE OF HORIZONTAL WELLS' DRILLING COURSE ON PRODUCTIVITY: THE CASE STUDY OF FIELD X IN WEST SIBERIA

A.S. Trushko, Yu.S. Berezovskiy

Scientific advisors: associate professor G.M. Tatyatin, associate professor O.S. Chernova
National Research Tomsk State University, National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Horizontal sidetracked wells at field X have been put into production since 1992. For the present, in total 6 horizontal wells (HW) and 29 horizontal sidetrackings (HST) have been drilled and put into production at field X. Since the commercial development of field X has began, 6 horizontal wells, 5 of them are recovery wells, and one more is disposal well have been drilled and put into production. For information, in 1992-1993 3 wells with the horizontal shaft length ranging from 200 to 300 m were drilled. As for 2015, 3 wells (one of them is a disposal well) with the horizontal shaft length ranging already from 600 to 700 m were drilled. 29 horizontal sidetrackings have been drilled and put into production. It should be noted that drilling of HST began only in 2008. Altogether, since the commercial development has began, 5 HST with horizontal length 200-300 m and 24 HST with horizontal length 300-400 m have been drilled and put into production, 1 of them worked both as recovery and disposal well at different times.

In the course of well performance analysis, graphs with main production indexes, distributed along the directional attitude of the horizontal shaft have been plotted. For convenience and clarity the wells are divided into groups according to their borehole directions. Average indexes of oil production rate, liquid rate and number of wells over the first 3 months are taken.

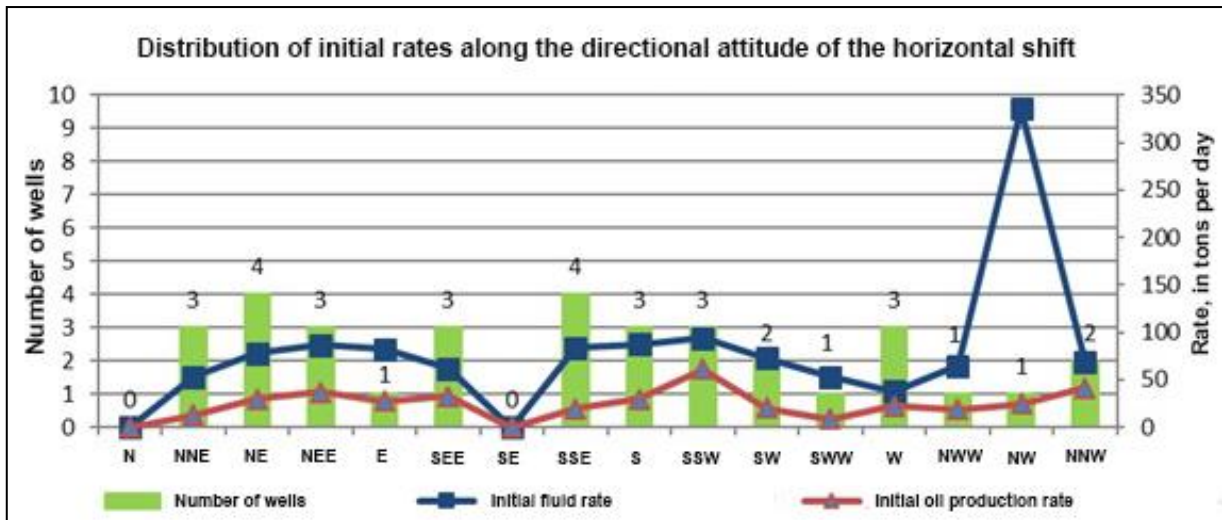


Fig.1 Distribution of initial horizontal well rates and horizontal sidetracking rates at reservoir X along the directional attitude of the horizontal shaft

Figure 1 shows that the highest initial liquid rate was achieved when the horizontal shaft was arranged along the north-west direction. Nevertheless, it also shows that only one horizontal well was drilled in this direction; this data is not enough for identifying any relationships. The highest initial oil production rates and liquid rates were achieved when horizontal wells were drilled along north-east-east and south-south-west directions. The number of wells in this direction comprises 16.

There were investigations on identifying the directions of regional stress of well 15 at field X in 2015. Rock anisotropy was calculated by fast and slow shear waves' speed difference after normalization according to the fast wave in percentage form (Figure 2). The turn of factual measurement is referred to the true travelling direction of fast and slow shear waves (S) (the direction of speed anisotropy). Fast and slow directions have to be checked with azimuth position of the receiver. If a fast/slow azimuth position follows the azimuth of the rotating receiver, the measured anisotropy might be a false phenomenon which is the result of recording peculiarities [1,4]. According to the research results, the lateral pressure direction of rocks at reservoir X comprises ~130-145 degrees.

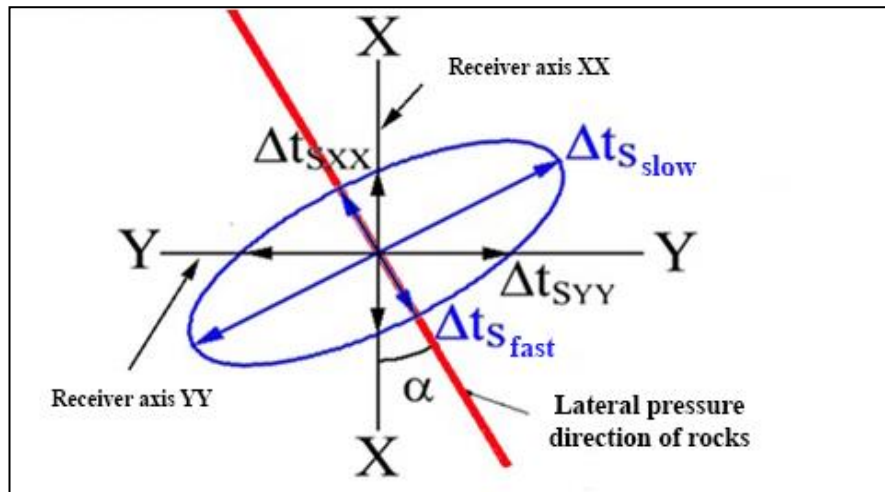


Fig. 2 Results of the research conducted at field X by means of full-waveform logging apparatus, where: α – speed anisotropy angle referred to the direction of receiver XX, SF – fast shear wave, SS – slow shear wave, SXX – recorded shear wave in XX direction, SYY – recorded shear wave in YY direction.

This horizontal wells selection at reservoir X included the wells, where after the start (in the first 3 months) the hydraulic fracturing treatment has been conducted. Hence we may conclude that the best drilling direction for horizontal wells or horizontal sidetrackings at field X are north-east-east and south-south-west directions. When drilling in this direction, i.e. perpendicular to the regional stress direction (according to the conducted research), it is assumed that due to the rock stress difference the fractures resulted from the hydraulic fracturing treatment develop in the best way along the direction of rock stress (~130-145 degrees). Therefore, the highest fracture length can be achieved, and consequently, the bigger formation coverage and the higher well productivity can be obtained [3,2].

In the future it is necessary to conduct additional research at reservoir X and to consider the possibility of drilling new wells in north-west direction, as the only well drilled in this direction has shown the highest productivity.

References

1. Basniev K.S., Dmitriev N.M. Generalized Darcy's law for anisotropic porous medium // Izvestiya vuzov. Oil and gas. – 1986. – Issue Nr. 5. – p. 54-59.
2. Ekonomides M., Olini R., Valko P. Unified design of hydraulic fracturing treatment: from theory to practice. Moscow, Izhevsk Publishing, 2007 – 236 p.
3. Gusev S.V., Brilliant L.S., Yanin A.N. The results of extensive hydraulic fracturing treatment use at reservoirs in West Siberia // Proceedings of the conference "Oil field and oil-and-gas field development" (Almetyevsk, 1995). – Moscow, VNIIOENG Publishing – 1996, p. 291-303.
4. Liberman Y.M. Natural stress condition of rock mass. – Collected works: The issues of underground facilities' durability. Trudy VNIIST, 1962, issue 12, p.15-18.

REPEATED HYDRAULIC FRACTURING IN HORIZONTAL WELLS WITH UNCEMENTED LINER

K.V. Tsivelev

Scientific advisors: associate professor O.S. Chernova, manager of technological projects K.V. Smirnov, head of well intervention planning and production planning department D.N. Mikhaylov
National Research Tomsk Polytechnic University, LLC «Gazpromneft-Vostok», Tomsk, Russia

The oil and gas industry has recently faced the problem of reducing the productivity in horizontal wells which are equipped with assemblies for multi-stage hydraulic fracturing in uncemented liner condition. The quantity of such wells is growing every year. In 2013, LLC «Gazpromneft-Vostok» conducted first multi-stage hydraulic fracturing and by today 15 of such wells have actually been put into operation, 2 of which are carrying out acid multi-stage hydraulic fracturing. As a result, the actual problem is to find solutions for performing effective repeated stimulations on a given formation employing existing assemblies.

The proposed solutions are simplified to the following options:

- 1) Small-sized liner technology;
- 2) Technology with a chemical deflector (blocking existing cracks by insulating compound);
- 3) Cup-to-Packer technology;
- 4) Spot Frac technology (clipping of zones by a two-packer assembly);
- 5) "Blind" multi-stage hydraulic fracturing.

The aim of this work is to analyze existing, potential possible methods of repeated stimulations of wells with multi-stage hydraulic fracturing, selection of suitable methods for approbation, selection of candidate wells in the company

perimeter and calculation of the incremental oil rate. In connection with the goal of the research, the following tasks are set in the work:

- 1) to analyze horizontal well stock with the multi-stage hydraulic fracturing;
- 2) to study the existing methods of repeated multi-stage fracturing;
- 3) to carry out analytical calculations for the selection of candidate wells;
- 4) to review the results of a repeated "blind" hydraulic fracturing.

The subject of the study is horizontal wells with the uncemented liner, where the multi-stage fracturing was previously performed. To solve the problems the following methods are used: study of literature sources, actual data analysis, hydraulic fracturing process modeling. Keywords of study: horizontal wells, multi-stage hydraulic fracturing, uncemented liner.

The calculation of potential production rate of horizontal wells with hydraulic fracturing was conducted by the method of Li [1]. In July 2017, as part of the search for solutions, a «blind» hydraulic fracturing was conducted on one of the horizontal wells. As per planned 3 stages 70 tons of proppant each there was a premature stop pumps during the first stage of the main hydraulic fracturing. The incremental oil rate of 4 tons/day was obtained after bottomhole cleaning, lowering the electric submersible pump and starting the well. This result allows us to conclude that the correct selection of candidate wells and the technological success of the repeated multi-stage hydraulic fracturing will allow obtaining a larger oil increase.

References

1. Li, H., Jia, Z., Wei, Z. A new method to predict performance of fractured horizontal wells, paper SPE 37051, 1996, International conference on horizontal technology, Calgary, Canada, 18-20 October.

FORMATION OF THE GROUNDWATER CHEMICAL COMPOSITION UNDER AEROTECHNOGENIC IMPACT (THE KOLA PENINSULA)

D. A. Vorobeva

Scientific advisor – professor O. G. Savichev

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The impact of anthropogenic factors leads to a change of all landscape elements, including deterioration of natural water quality. The enterprises of the Kola Mining and Metallurgical Company have polluted the atmosphere with sulfur compounds, copper, nickel for many years. At the same time, soil, as a landscape element, is a biogeochemical barrier for chemical elements input to ecosystems from the polluted atmosphere. Soil degradation leads to decrease in their sorption capacity and, consequently, to groundwater contamination with heavy metals.

Taking into account the peculiarities of the water chemical composition, geological structure and the degree of anthropogenic impacts, two principally different areas were identified [3]. The first area is the Khibiny massif area (the eastern part of the lake Imandra catchment) and the second one is area exposed to anthropogenic impact of «Severonikel» plant (the western part of the lake Imandra catchment) – Figure 1.

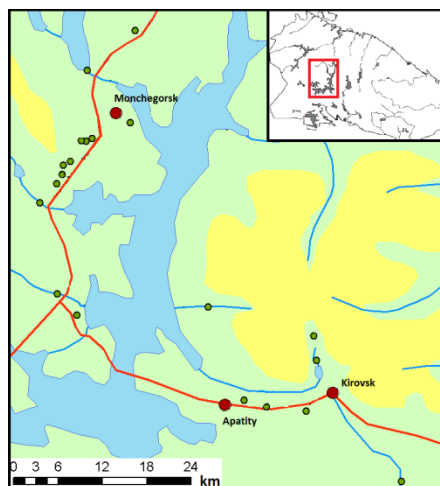


Fig. 1 Map of the studied area and sampling points

In the groundwater in the eastern part of the Imandra lake basin catchment, the concentrations of a number of chemical elements, especially nickel and rare earth elements, are lower than in the western part, which may be due to both metallogenic features of the territory and the lack of man-caused impact of the plant [3]. Formation of the groundwater chemical composition is a very complex process. It is determined by a combination of factors that create a certain geochemical situation. The most important process in the formation of the groundwater chemical composition is the interaction of water with water-bearing rocks.

Based on the obtained data on the groundwater chemical composition [3], the state of thermodynamic equilibrium of groundwater with minerals of rocks [1], a conceptual model for the formation of the groundwater chemical composition was constructed (Fig. 2).

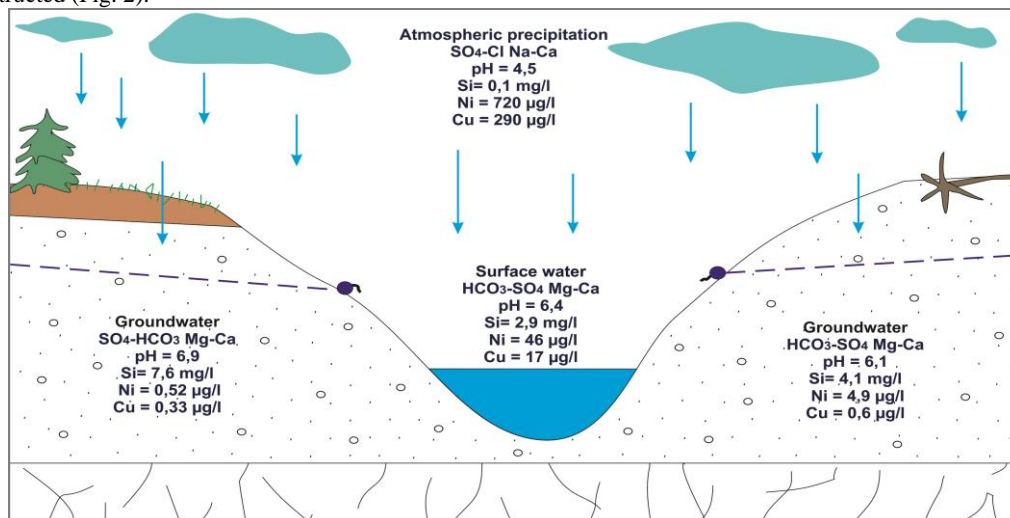


Fig. 2 Model of the formation of groundwater chemical composition

This area is characterized by a high rate of water exchange; the average long-term underground runoff is 3-5 liters per second km². Precipitation is significant and for most of the territory is 550-600 mm, reaching 1000 mm or more in the mountains [2]. The water of the region has a short contact with the rock. Therefore, ultra-fresh groundwater is formed here, which is at the initial stages of interaction in the water-rock system.

Atmospheric precipitation, falling on the study area, is ultra-fresh water. The pH varies from 4.2 to 5.9. The ionic composition is dominated by the sulfate ion, so the water of atmospheric precipitation is a chloride-sulfate sodium chemical type.

It should be noted that the chemical composition of atmospheric precipitation is considered within two different zones: background landscape and in the zone of maximum degradation of vegetation (anthropogenic wasteland) - Table 1.

Table 1

Chemical composition of atmospheric precipitation, mg/l

Elements	Concentration					
	Background landscape (N=12)			A disturbed landscape (anthropogenic wasteland) (N=8)		
	min.	ave.	max.	min.	ave.	max.
pH	4.3	5.0	5.9	4.3	4.5	4.7
SO ₄ ²⁻	0.8	2.08	2.7	4.2	5.85	7.7
Cl ⁻	0.52	1.16	1.8	0.7	1.26	2.3
HCO ₃ ⁻	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
NH ₄ ⁺	0.12	0.69	1.35	0.01	0.52	2.5
NO ₃ ⁻	0.14	0.42	0.82	0.006	0.29	0.78
Ca ²⁺	0.001	0.36	0.88	0.08	0.45	0.88
Mg ²⁺	0.001	0.1	0.34	0.05	0.12	0.22
Na ⁺	0.19	0.59	1.54	0.15	0.32	0.45
K ⁺	0.06	0.29	0.94	0.04	0.12	0.33
TDS	1.7	5.3	9.6	5.0	9.0	14.0
Al	0.001	0.02	0.11	0	0.08	0.31
Si	0.02	0.11	0.22	0.02	0.1	0.23
Corg	1.04	2.83	5.8	0.36	1.06	3.05
Cu	0.0001	0.004	0.007	0.31	0.72	1.604
Ni	0.0001	0.003	0.006	0.132	0.29	0.713
Co	0.0001	0.0003	0.002	0.01	0.03	0.08
Mn	0.0001	0.0146	0.018	0.002	0.02	0.029
Fe	0.012	0.037	0.074	0.018	0.05	0.17
Zn	0.0001	0.019	0.028	0.009	0.05	0.081

In the area of anthropogenic wasteland, the precipitation is characterized by a higher TDS, from 5.0 to 14.0 mg/l. The concentration of sulfate ion increases to 7.7 mg/l and the pH value drops to 4.7.

The rain water of the background landscape is also ultra-fresh, acidic, chloride-sulfate sodium. However, TDS decreases here, its value varies from 1.7 to 9.6 mg/l, and the pH rises from 4.3 to 5.9.

The feature of microcomponent water composition is high content of copper, nickel, cobalt, manganese.

In the area of the anthropogenic wasteland, especially high concentrations of nickel and copper in atmospheric precipitation are observed - 0.29 and 0.72 mg/l.

Atmospheric precipitation penetrates the geological system. Here they interact with the water-bearing rocks. Water dissolves primary aluminosilicates with which they are nonequilibrium, enriched by chemical elements, and become saturated with secondary minerals such as kaolinite, illite, muscovite, Ca-, and Mg-montmorillonite. At the same time, the total mineralization, pH, temperature, water composition change. The source of CO₂ in the waters, perhaps, is the processes of mineralization of organic matter.

It should be noted that soil plays an important role in the formation of water composition. It is assumed that the soil is a buffer in the path of penetration of aerotechnogenic copper and nickel into groundwater. The content of Cu and Ni in surface water in the zone of influence of dust-gas emissions of the copper-nickel plant is significantly higher than in the groundwater. This indicates that in area with undisturbed soil cover groundwater is protected from pollution through anthropogenically polluted atmosphere.

References

1. Воробьева Д.А. Исследование насыщенности ультрапресных вод района озера Имандра (Кольский полуостров) вторичными минералами // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XXI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студ., аспирантов и молодых ученых. - Томск, 2017. – Т. 1 – С. 528-530
2. Гидрогеология СССР. Том XXVII. Мурманская область и Карельская АССР — Недр, Москва, 1971 г., 295 стр.
3. Evtuygina, Z.A., Guseva, N.V., Kopylova, J.G., Vorobeva, D.A. Chemical composition of natural waters of contaminated area: The case for the Imandra Lake catchment (the Kola Peninsula) IOP Conference Series: Earth and Environmental Science 33(1) 2016

LITHOLOGY AND CONDITIONS FOR FORMATION OF THE LOWER-MEDIUM-JURASSIC DEPOSITS OF THE SOUTH-EASTERN PART OF THE WESTERN-SIBERIAN PLATE IN CONNECTION WITH THEIR OIL AND GAS EFFICIENCY

A.D. Zaripova

Scientific advisor – associate professor O.S. Chernova
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Western Siberia is the largest oil and gas basin in the world, and, therefore, the most important territory for the production of hydrocarbons on an industrial scale. The main hydrocarbon reserves are concentrated in the PreJurassic, Lower-Middle Jurassic, Vasyugansky, Bazhenovo-Abalaksy, Neocomian (including Achimovsky), Apt-Alb-Senomsky and Cenomansky oil and gas complexes [1].

In the south-east of Western Siberia (Tomsk Oblast), hard-to-recover reserves of the Lower Middle Jurassic productive deposits are of great interest to date due to the growth in the resource base and increase in oil production.

The relevance of the study in the Lower-Middle Jurassic deposits of the southeastern part of the Western Siberian Plate in the Tomsk Oblast is of no doubt due to the increased oil and gas content and poor knowledge in this sphere. As drilling increases, there is a growing awareness of great complexity of productive reservoir structure. To date, the information on formation conditions of local deposits and data on lithology need to be updated based on the modern concepts.

We have developed a comprehensive method for studying the Lower-Middle Jurassic oil and gas bearing deposits in the south of Western Siberia including the study of core samples to determine the genesis of the described deposits with paleogeographic reconstructions at the time of productive strata accumulation in the Lower and Middle Jurassic periods in the study area as well as modeling sedimentological environments and construction of 3D models.

The issues of the geological structure and conditions for the formation of the Lower Middle Jurassic deposits in the territory of the Western Siberian oil and gas province are considered in the works by many Soviet and Russian geologists: G.F. Stepanenko and L.S. Chernova (1998), M.Yu. Zubakova (1999, 2001), G.F. Ilyina (2002), N.M. Nedolivko (2003), T.G. Ten (2003), E.E. Dannenberg (2006), O.S. Chernova (2010, 2014), etc. At the present, it is possible to address the study in the features of complex reservoirs structure with low permeability of the Lower Middle Jurassic deposits by means of a complex research method.

The Western Siberian oil and gas province is located within the largest Western Siberian lowland in the world, in the West it borders on the Hercynian deposits of the Urals, in the East the province is confined by tectonic structures of the Yenisei Ridge and the Central Siberian ancient Paleozoic platform. Tomsk Oblast is the third largest oil industry center in Western Siberia.

The Lower-Middle Jurassic deposits in the study area are represented by the Gettang-Early-Toarsky oil and gas bearing complex consisting of alternating coastal-marine and lacustrine-alluvial sandy-clayey and shallow-marine sediments, Late-toar-Aalensky and Bayos-Batsky oil and gas promising complexes consisting of stratigraphically shielded sand beds with industrial hydrocarbon reserves.

In the early Middle Jurassic, sedimentation in the study area occurred under the frequently changing paleogeographic conditions and was accompanied by the change in various forms of relief, which probably resulted in the formation of reservoirs with special filtration and capacitance properties [2].

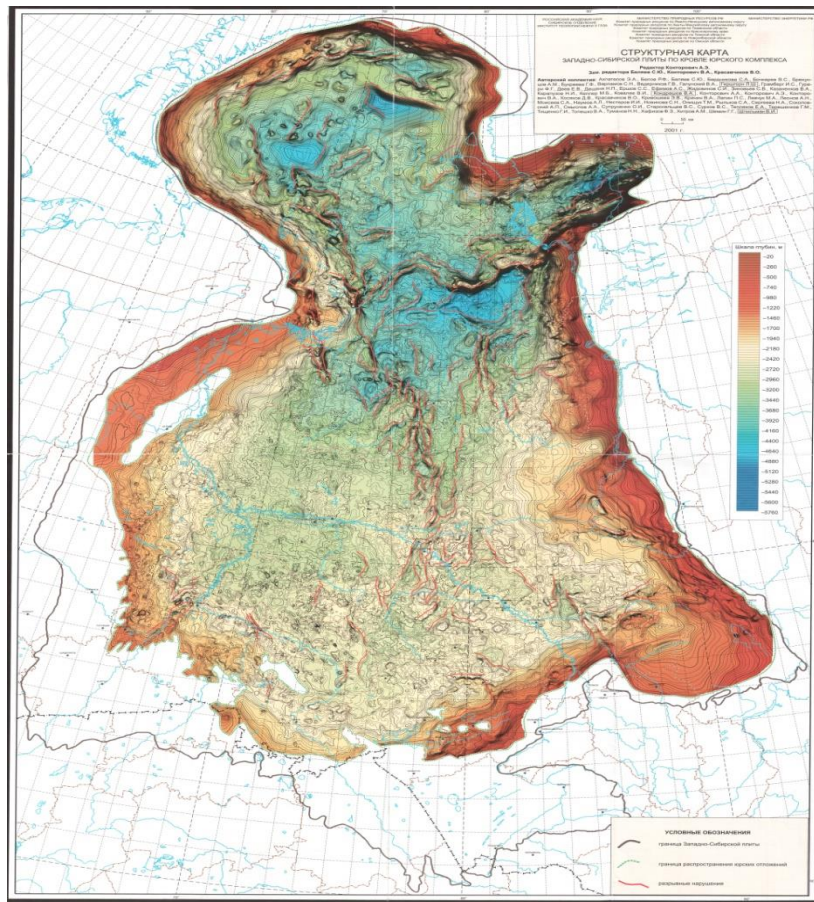


Fig. 1 Structural map of the West Siberian plate on the roof of the Jurassic sediment complex (A.E. Kontorovich, 2001)

References

1. Chernova O.S., 2008. Oil and gas bearing provinces of Russia and adjacent territories // Tutorial, 256 p., (In Russian).
2. Chernova O.S., 2002. Paleogeographic conditions for the formation of Lower Jurassic deposits of the southeast of the West Siberian plate // News of the Tomsk Polytechnic University. Engineering of geo-resources.,96-116 p., (In Russian).

HYDRATE FORMATION AS THE MAIN PROBLEM DURING GAS-CONDENSATE FIELD EXPLOITATION

V.G. Zipir

Scientific advisor – associate professor O.S. Chernova
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Exploitation of gas and gas condensate fields considers a lot of technical difficulties during the operation due to gas hydrate formation. Hydrates are crystals combined from water and gas at high pressure and low temperature environment. Formed hydrate can reduce the diameter of the tubing or pipeline and finally plug it. Once plugged the pipeline can't transport the fluid to the target place which is leading to significant losses in production and revenues.

The most important step in controlling hydrate formation is to determine appropriate pressure and temperature conditions for hydrate process to start. There are a lot of commercial phase equilibrium computer programs that allow performing accurate prediction of hydrate formation conditions. Incipient hydrate formation programs enable the prediction of the PVT conditions at which hydrates begin to be formed. Gibbs energy minimization programs or flash programs predict all phases and amounts at higher pressures and lower temperatures than the incipient hydrate formation point. Also it is possible to calculate the required amount of inhibitor per volume of produced gas for safe exploitation conditions (Fig.1). The hydrate formation plot allows performing quick operating decisions regarding to the exploitation regime [2].

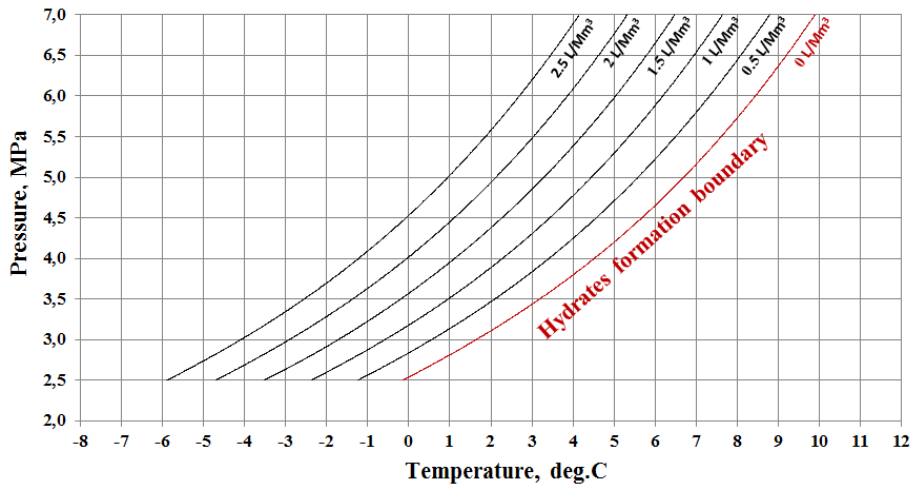


Fig.1 Hydrate formation plot

As the fluid starts to move from the reservoir up to the surface and then to the treatment unit through the pipeline it is necessary to consider separately all sections and branches with hydrate formation risk. The lifting tubing in the production well is the first section with hydrate plugging risk. Hydrates form from the water films on the tubular walls and can result in large plugs tens or hundreds of meters long. At the bottom of the well the risk of hydrate formation is less as temperature conditions are more favorable. Avoidance of hydrate formation is preferable to removal of existing plug from safety concerns and economical view. Calculation of appropriate operating regime allows controlling the production parameters of specific well and fluid lifting velocity inside the tubing [4]. Also it is important to explore and determine correct geothermal gradient of the formation in order to determine the changes in fluid temperature at different depth. Introduced well hydrate analyses shows how the application of inhibitor influence the hydrate formation temperature at different depth of the well (Fig.2).

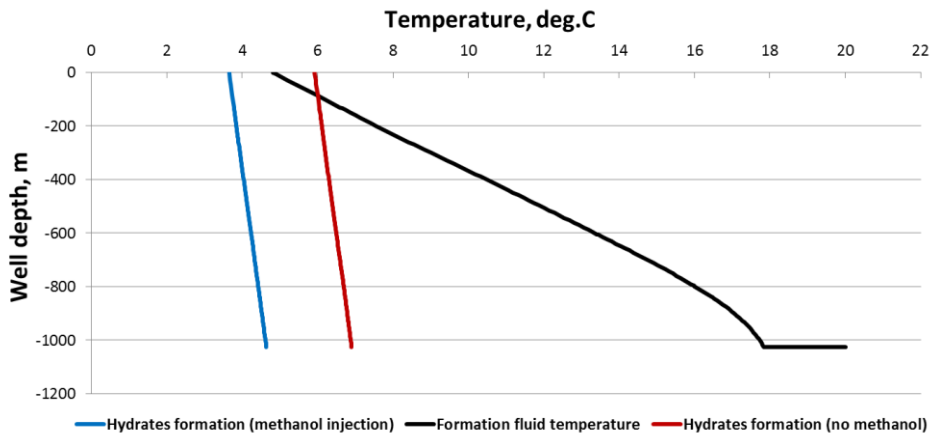


Fig.2 Well hydrate analyses

The exploitation of production gas wells is accomplished with different wellhead pressures. It is necessary to create pressure prop in order to let the well produce in the pipeline with specific operating pressure. The wellhead choke valve is one of the main control component used to manage the flow of gas as the pipeline pressure in most cases differs from the wellhead pressure. Temperature change due a nearly adiabatic expansion is referred to as Joule-Thomson cooling. The potential risk is occurred during the exploitation of wells with high wellhead pressure where Joule-Thomson effect causes high pressure drop and as a result decreasing of gas temperature. It is possible to calculate the pressure and temperature drops for specific gas composition by specialized PVT simulators [3]. Real data example shows the behavior of gas temperature across the choke valve and the necessity of inhibitor injection (Fig. 3).

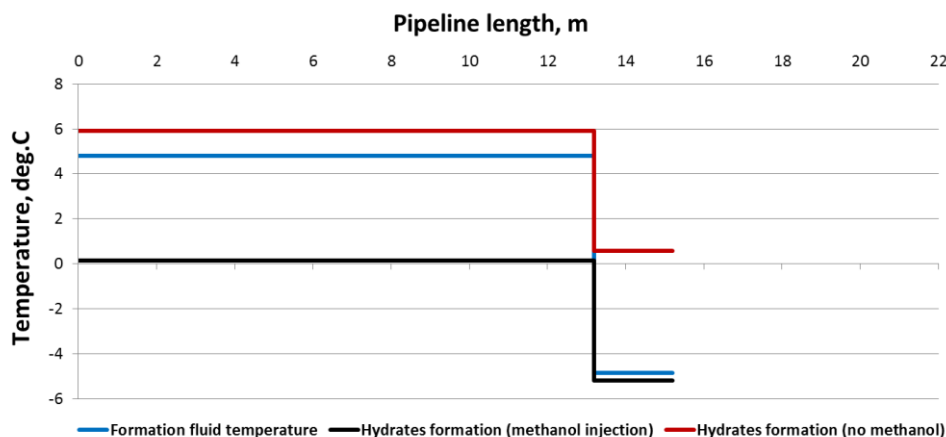


Fig.3 Hydrates in choke effect

During the transporting of gas from wells to treatment unit the formation of hydrate crystals in the pipeline should be prevented. Presence of free water is a key factor in the initiation of hydrate plugging. Wet gas can be transported when the conditions can be kept outside of the hydrate formation limits. But it is necessary to consider that specific temperature and pressure fluctuations can occur. It is necessary to use proper pipeline isolation or special skin effect coat in order to keep the gas temperature in appropriate range [1]. The amount of required inhibitor can range depending on the season. In winter cold temperature of the environment results in cooling of pipeline walls and transporting gas that can cause the necessity of increasing the inhibitor injection.

There are several types of inhibitors appropriate for production control:

- Environmental inhibitors;
- Thermodynamic inhibitors;
- Kinetic inhibitors.

In conclusion it is necessary to notice that the hydrate formation is strongly correlated to gas composition, free water content in production stream and PT exploitation conditions. Specialized simulation programs allow to calculate the pressure and temperature changes along the lifting tubing and production pipeline, to assess hydrate formation risks in the system and to estimate required volume of inhibitor required for prediction of plugs formation. The point of inhibitor injection should be determined in advance and can be located at the bottom of the well, in the wellhead and along the production pipeline. Finally, permanent monitoring of production parameters provides safety field exploitation.

References

1. Behar, E. Hydrates problem within the framework of multiphase production and transport of crude oils and natural gases: Part 1—Physical chemistry of hydrates formation and dissociation, 1994
2. Brown, G.G. A series of enthalpy-entropy charts for natural gases in petroleum development and technology, 1945
3. Katz, D.L. Prediction of conditions for hydrate formation in natural gases in petroleum development and technology, 1945
4. Tohidi, B., Danesh, A., Burgass, R.W. et al., Measurement and prediction of hydrate-phase equilibria for reservoir fluids, 1996

С е к ц и я 19
ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ И НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО
(ДОКЛАДЫ НА АНГЛИЙСКОМ И НЕМЕЦКОМ ЯЗЫКАХ)
ПОДСЕКЦИЯ 1
ПРОБЛЕМЫ МЕЖЪЯЗЫКОВОЙ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ
КОММУНИКАЦИИ
В УСЛОВИЯХ ГЛОБАЛИЗАЦИИ

ПОСЛОВИЦЫ И ПОГОВОРКИ КАК ОЛИЦЕТВОРЕНИЕ ОБРАЗНОЙ СИСТЕМЫ ЯЗЫКА
НАРОДА (НА МАТЕРИАЛЕ РУССКОГО И АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКОВ)

Н.В. Андреев

Научный руководитель доцент Л.В. Надеина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

Рождаясь, человек начинает говорить на родном языке, то есть языке того народа, к большой семье которого он принадлежит. Знакомство с языком у человека, как правило, начинается с произведений устного народного творчества, куда включены, в первую очередь, сказки, легенды, басни, мифы. [2] Читая такие произведения или слушая их в устной форме, ребенок приобщается к культуре своего народа, изучает его быт, обычаи и верования. То, каков национальный характер, способ мышления и какие ценности исповедует народ, в раннем детстве человек может подчерпнуть, изучая пословицы, поговорки, крылатые слова, другими словами, он овладевает той существенной частью языка, которая входит в его фразеологический корпус.

Поясним, что мы будем понимать под фразеологизмами. Под фразеологизмами, впервые описанными французским лингвистом Шарлем Балли, мы будем понимать, в первую очередь, конструкцию, «речевой оборот, свойственный только данному языку, устойчивое сочетание», значение которого невозможно определить «значением входящих в него слов, взятых по отдельности». [3] Такую конструкцию нельзя разделить, также в ней невозможно осуществить перестановку составляющих ее элементов.

Наличие обширного фразеологического корпуса в любом языке свидетельствует о богатстве данного языка, поскольку он представляет собой то, что называют «самовыражением национальной культуры». [1] Пословицам и поговоркам, бесспорно, отведено особое место в корпусе фразеологизмов любого языка. Известно, что пословицы и поговорки характеризуются строгим порядком слов, им не свойственны лексические замены и, что отмечается многими исследователями, им присуща постоянная грамматическая форма.

Можно смело утверждать, что пословицы, например, могут очень лаконично, но конкретно и емко выразить общее суждение. Благодаря краткости и выразительности, пословицы легко запомнить, использовать и передавать сокрытую в них народную мудрость и опыт предыдущих поколений поколению следующему.

В метких изречениях, поговорках и пословицах изначально заложено желание научить, воспитать, что-то посоветовать, подтвердить истину или опровергнуть ложь, дать другому человеку рекомендацию. Как было сказано выше, через произведения устного народного творчества, куда очень часто включаются пословицы и поговорки, мы узнаем культуру народа, его традиции и обычаи.

Целью данной статьи является исследовать и провести анализ пословиц и поговорок в русском и английском языках, и, сравнивая результаты анализа, выявить сходства и различия в двух культурах.

Результаты анализа показали, что достаточно большое количество английских и русских пословиц и поговорок похожи по значению в обоих языках и имеют одну и ту же сферу употребления. Если в состав фразеологического корпуса русского языка входят, например, такие пословицы и поговорки, как:

1. Яблоко от яблони недалеко падает;
2. Око за око, зуб за зуб;
3. Любопытной Варваре на базаре нос оторвали;
4. Дела красноречивее слов;
5. Каков отец, таков и сын;
6. Предупрежден, значит вооружен;
7. Одна голова хорошо, а две лучше;
8. Истинный друг познается в беде;
9. Идеальный муж тот, кто глух, а идеальная жена та, которая слепа.
10. Честное имя лучше богатства;
11. Двум смертям не бывать, а одной не миновать;
12. Мужчине столько лет, насколько он себя чувствует, а женщине столько, насколько она выглядит;
13. С кем поведешься, от того и наберешься;
14. Дареному коню в зубы не смотрят;
15. Не храните все в одном месте;
16. Плясать под чужую дудку;

и многие другие, то во фразеологическом корпусе английского языка были обнаружены схожие по значению пословицы и поговорки:

1. The apple never falls far from the tree;
2. An eye for an eye, and a tooth for a tooth;
3. Curiosity killed the cat;
4. Actions speak louder than words;
5. Like father, like son;
6. Forewarned is forearmed;
7. Two heads are better than one;
8. A friend in need is a friend indeed;
9. A good husband should be deaf, and a good wife should be blind;
10. A good name is better than riches;
11. A man can die but once;
12. A man is as old as he feels, and a woman as old as she looks;
13. A man is known by the company he keeps;
14. Don't look a gift horse in the mouth;
15. Don't put all your eggs in one basket;
16. Dance to somebody's pipe.

В процессе исследования было выявлено, что существует довольно большая по объему включенных в нее единиц группа английских пословиц и поговорок, к которым достаточно трудно сразу подобрать русский эквивалент, несмотря на то, что в целом значение их понятно. Например, это такие пословицы и поговорки, как:

- a) Every cloud has a silver lining (Нет худа без добра);
- b) Don't count your chickens before they are hatched (Цыплят по осени считают);
- c) When the cat is away the mice will play (Кот из дома – мыши в пляс);
- d) A bird in the hands is worth two in the bush (Лучше синица в руках, чем журавль в небе);
- e) Constant dropping wears away a stone (Капля точит камень);
- f) Beat the air (Сотрясать воздух);
- g) A wonder lasts but nine days (Счастье вечным не бывает);
- h) Two is a company, three is a crowd (Третий лишний).

При сравнении фразеологических корпусов двух языков, было отмечено, что встречаются такие пословицы и поговорки в английском языке, эквиваленты которых в русском языке найти практически невозможно. Например, такая пословица, как "You can lead a horse to water, but you cannot make it drink" употребляется в английском языке, чтобы подчеркнуть то, что невозможно заставить человека делать что-то против его воли, делать то, что ему не нравится; или "It is not over until the fat lady sings" используется в ситуации, когда хотят подчеркнуть, что у человека всегда есть шанс что-нибудь исправить, что-то пересмотреть и принять другое решение, пока не поставлена точка; или еще пример "Rob Peter to pay Paul?", что означает перезанять у кого-то, чтобы рассчитаться с другим человеком, и этот список примеров можно продолжить.

К сожалению, рамки данной статьи не предоставляют возможность продемонстрировать детальный анализ всех выделенных групп пословиц и поговорок.

Таким образом, проделанная работа по выявлению сходства и различия в двух культурах показала, что знать пословицы и поговорки англичан необходимо при изучении языка, так как это поможет не только повысить уровень владения английским языком, но, самое главное, будет способствовать тому, что человек, для которого английский язык является не родным, сможет понять образ мыслей, моральные и эстетические ценности народа страны изучаемого языка.

Литература

1. Корнилов О.А. Языковые картины мира как производные национальных менталитетов. Москва: ЧеРо, 2003. - 349 с.
2. Померанцева Э.В. О русском фольклоре. Москва: Наука, 1977. -120 с.
3. Википедия [Electronic resource] // URL:<https://ru.wikipedia.org> (date of the application: 01.02.2018).

АНИМАЦИЯ КАК СРЕДСТВО ФОРМИРОВАНИЯ ИНТЕРЕСА К ИЗУЧЕНИЮ ИНОСТРАННОГО ЯЗЫКА У СТУДЕНТОВ НЕЯЗЫКОВОГО ВУЗА

Р.Р. Ахметшин

Научный руководитель доцент Л.В. Надеина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

Мультипликация (или анимация – от фр. animation, что означает «оживление, одушевление»), как известно, представляет собой определенный «вид киноискусства, произведения которого создаются методом покадровой съёмки последовательных фаз движения рисованных или объёмных предметов». [4] Этот вид киноискусства, естественно, появился не вчера. На современном этапе даже сложно сказать, когда, в каком веке, действительно, возникла мультипликация и кто первым ее создал. То, что «первые мультипликаторы» жили и творили ещё в первобытное время, доказывается многочисленными рисунками в пещерах, когда создатели, имея

СЕКЦИЯ 19. ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ И НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО. ПОДСЕКЦИЯ 1. ПРОБЛЕМЫ МЕЖЪЯЗЫКОВОЙ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ КОММУНИКАЦИИ В УСЛОВИЯХ ГЛОБАЛИЗАЦИИ

примитивные подручные средства, пытались изобразить животных в движении, добавляли им несколько пар ног, пытаясь изобразить их в движении.

Ни для кого не секрет, что мультфильмы – это, прежде всего, фильмы для детей. И это не случайно, так как почти с самого рождения ребёнок начинает познавать мир при помощи анимации, наблюдая за повадками и действием животных, птиц, а также сказочных персонажей. Можно с полным правом сказать об этом жанре, что он является не только развлекающим, но и обучающим. Проходит время, ребёнок вырастает, а любовь к этому жанру не ослабевает. Поэтому в последние десятилетия стало появляться большое количество мультфильмов, которые с удовольствием смотрят как дети, так и взрослые.

Студенты высших учебных заведений активно пользуются «плодами анимационного прогресса» в процессе обучения. Они очень творчески подходят к созданию презентаций на заданную тему, применяя анимацию, а также создают учебные ролики, так как могут с их помощью объяснить принцип работы любого механизма или действие какой-либо системы (если это студенты технического вуза), представляя материал красочно и интересно.

То, что студенты (особенно первых и вторых курсов высшей школы) активно используют анимацию в процессе обучения, объясняется тем, что они ещё не так далеко ушли от школьников, которыми были год или два назад. Любовь к мультипликационным фильмам, возникшая ещё в детстве, никуда не ушла, поэтому студенты-первокурсники так активно откликаются на то, что в процесс обучения английскому языку вводится аутентичный материал (и как один из вариантов – мультипликационные фильмы на изучаемом языке).

Студенты положительно воспринимают на первом этапе базовой подготовки по иностранному языку те мультфильмы, которые поставлены по классическим произведениям, так как учащиеся уже знакомы с произведением (или имеют возможность познакомиться с ним в ближайшее время). [1]

Беспроблемным вариантом привлечения анимационных фильмов на занятиях является мультфильм на английском языке “Winnie – the – Pooh”. И такой выбор не случаен, так как он поставлен по классическому произведению известного английского писателя Александра Алана Милна «Винни-Пух». Конечно же, все в детстве читали это произведение и прекрасно знают сюжет. В отличие от других мультипликационных фильмов, каждая серия не продолжительна по времени (не более 10 минут), поэтому очень хорошо подходит для того, чтобы студенты успели за занятие просмотреть, понять и обсудить представленный материал.

Нужно отметить, что у студентов (особенно не очень высокого уровня владения языком) могут возникнуть проблемы с пониманием, но, с одной стороны, знание русской версии может послужить хорошим подспорьем детального понимания содержания, а с другой, у студента появляется возможность, глубоко проникая в культурную среду носителей другого языка, увидеть их культурный мир. [3]

Любой мультипликационный фильм насыщен часто меняющимися событиями, поэтому даже на примере одного фильма можно изучить сразу несколько бытовых тем (которые представлены в рабочей программе по английскому языку для студентов 1-2 курсов). Во-первых, используя анимацию на занятиях, студент может научиться детально описывать внешность персонажей мультфильма (подробно проработав тему “Appearance”). Во-вторых, студент в состоянии обсудить характер и образ жизни того или иного героя (темы “Character (strengths and weaknesses)”, “Daily routine” и “Eating habits”). И в-третьих, он может показать, где и в каких условиях живет персонаж (тема “Types of houses”), а также рассказать в какие путешествия и с использованием каких транспортных средств пускаются главные герои мультипликационного фильма (тема “Travelling”).

Просматривая аутентичные мультфильмы, студент не только слышит речь носителей языка и, тем самым, повторяя какие-либо фрагменты, получает не только хорошую практику в произношении, но и пополняет свой словарный запас и более глубоко проникает в культурный мир английского языка.

Видеоматериалы в виде мультипликационных фильмов, которые представлены студентам I курса, имеют мощнейший эмоциональный заряд. А, с точки зрения многих исследователей в области психологии человека, эмоции не только «оказывают влияние на восприятие информации», но и, что вполне естественно, «формируют ценностную систему человека». [2]

Как было сказано выше, студенты, работающие на занятиях с видеоматериалами, обладающими значительной информативностью звукового и зрительного рядов, оказываются как бы помещенными в условия реального общения, поэтому непроизвольно происходит знакомство студентов с принятыми в стране изучаемого языка нормами речевого общения. Также у студентов появляется возможность увидеть особенности коммуникативного поведения представителей англоязычных стран.

Стоит отметить, что работа с мультипликационными фильмами, которые студенты хорошо знают с детства, вызывает у них большой интерес. Они способствуют тому, что студенты начинают проявлять повышенный интерес к изучению иностранного языка, а также мотивируют их к практическому его применению.

Что касается выбора видеоматериалов для работы на занятиях, то здесь, надо отметить, список достаточно широк. В первую очередь, бесспорно, следует использовать аутентичные видеоматериалы, которые имеют русскую версию, так как студентам, особенно с низким уровнем владения языком, это будет хорошим подспорьем, поскольку поможет узнать и понять сюжет. Как было упомянуто выше, в анимационных фильмах за очень короткий промежуток времени проходит вся жизнь героя (или героев) мультфильма во всех её проявлениях, то для изучения всех основных тем может быть использован и один фильм.

Использование только одного мультфильма (особенно, если он имеет русскую версию) имеет ряд преимуществ перед фильмом без такой версии. Русская версия дает студентам возможность «переозвучить» весь материал или фрагмент из мультипликационного фильма. Так называемая «переозвучка» может стать для студентов финальным из всех заданий, которые предусмотрены для работы с видеоматериалом. Стоит отметить, что этот вид работы является творческим, поскольку студент должен не только показать насколько он владеет грамматикой, имеет богатый словарный запас, но и проявить актерский талант при исполнении данной ему роли.

Таким образом, можно констатировать, что на занятиях по иностранному языку должен использоваться аутентичный мультипликационный материал, поскольку работа с ним формирует интерес к изучению языка и повышает мотивацию знать иностранный язык лучше.

Литература

1. Астафьева О.В. Литература и анимация: соперники или союзники? / О.В. Астафьева // Эстетическое пространство детства и формирование культурного поля школьника: материалы Четвертой всероссийской научно-методической конференции. – СПб.: Изд-во РГПУ им. А.И. Герцена, 2009. – С. 20-26.
2. Каплина С.В., Серебренникова О.Л. Педагогические условия профессионально-личностного развития студентов средствами аутентичной англоязычной песенной музыки // Вестник ЗабГУ, 2013. – № 04 (95). – С. 30-36.
3. Сахаров В.А. Эмоциональные аспекты духовно-нравственного воспитания детей в философско-педагогическом наследии русской эмиграции (I-я пол. XX в.) // Вестник ЧитГУ, 2009. – №5 (56). – С. 68-72.
4. Шевченко С. С., Баркунова Н. Б. Продуктивные условия эффективной деятельности преподавателя как предпосылки формирования личности студента при обучении иностранному языку // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2012. VIII Междунар. науч. конгр. : Междунар. науч. конф. «Геопространство в социальном и экономическом дискурсе» : сб. материалов в 2 т. – Новосибирск: СГГА, 2012. – Т. 1. – С. 198–206.
5. Википедия [Electronic resource] // URL:<https://ru.wikipedia.org> (date of the application: 03.02.2018).

**ХУДОЖЕСТВЕННЫЙ АНГЛОЯЗЫЧНЫЙ ТЕКСТ КАК ИСТОЧНИК ПОПОЛНЕНИЯ
СЛОВАРНОГО ЗАПАСА СТУДЕНТОВ НЕЯЗЫКОВОГО ВУЗА**

Д.А. Вавилина

Научный руководитель доцент Л.В. Надеина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

Не секрет, что родной язык, который каждый человек знает с рождения и естественным образом продолжает совершенствовать его всю жизнь, становится для человека не только орудием познания окружающего мира, но и, практически, единственным способом передачи информации.

Никто не станет оспаривать и тот факт, что родной язык, являясь хранилищем определенных знаний о мире, может оказывать огромное влияние на каждого носителя этого языка. Степень влияния определяется тем, насколько человек стремится изучать свой родной язык, то есть обогащать словарный запас, читая книги. Всем известно, что чем больше человек читает, тем грамотнее и выразительнее становится его речь. То же самое будет наблюдаться, если человек приступает к изучению иностранного языка. Поэтому первоочередной и важнейшей задачей базового курса иностранного языка является пополнение словарного запаса студентов.

Бесспорно, что обогатить словарный запас студентов, изучающих иностранный язык, помогут знания, полученные из разных источников: например, это может быть окружение студента, его учеба в университете, общение с носителями языка, а также чтение журналов, книг и газет. [2]

Всё новое, что встречает студент при усвоении знаний (в том числе и новые для него слова), предполагает запоминание этих слов и включение их в активный запас для использования этой лексики в различных коммуникативных ситуациях. Поскольку новые слова, которые студенты черпают из определенных источников, а точнее из художественных англоязычных текстов, имеют как основное значение, так и много дополнительных значений, то, естественно, они могут по-разному использоваться студентами в функционально-стилистических разновидностях языка. Поэтому, можно утверждать, что основная цель пополнения словарного запаса будет заключаться в том, что студент не только количественно пополнит свой лексический запас, но и качественно сможет совершенствовать уже имеющийся вокабуляр, а также он научится «умению пользоваться известными и вновь усвоенными словами». [1]

Студент, читая и изучая художественные англоязычные тексты, обогащает словарный запас, так как запоминает значение слова исходя из его контекстного употребления, то есть, можно утверждать, что он работает над точностью и уместностью употребления того или иного слова в зависимости от темы данного произведения и стиля изучаемого текста.

Известно, что любой человек (будь то уже взрослый человек или ребенок) обладает определенной частью лексики своего родного языка. И это его личный словарный запас, который, в свою очередь, подразделяется на две части: активную и пассивную. Чем же отличается активная часть от пассивной? Принято считать, что если человек может соотносить слово с реальией, хорошо знает семантику, а также его сочетаемость и сферы употребления, то он владеет этим словом, он часто им пользуется, следовательно, это слово войдет в активную часть индивидуального словарного запаса этого человека. Но, если слово понимается человеком хотя бы в общем смысле, то оно автоматически переходит в пассивный запас. То же самое будет происходить с человеком, если он будет читать и запоминать слова из художественных произведений на иностранном языке. Перед студентом, пытающимся пополнить свой лексический запас, встает ещё одна проблема как сделать так, чтобы как можно больше новых слов вошло именно в его активный запас. Чтобы это был эффективный процесс, ему нужно очень хорошо знать сочетаемость данного слова и сферу употребления, чтобы появилась возможность перевести это слово из пассивного в ранг активного личного словарного запаса. [3]

В настоящее время текст (а особенно аутентичный художественный текст) активно используется в процессе обучения иностранному языку. Используя одно известное произведение “The Enemy” английского писателя Desmond Bagley, можно показать, что сразу несколько тем из программы базовой подготовки по

**СЕКЦИЯ 19. ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ И НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО. ПОДСЕКЦИЯ 1.
ПРОБЛЕМЫ МЕЖЪЯЗЫКОВОЙ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ КОММУНИКАЦИИ
В УСЛОВИЯХ ГЛОБАЛИЗАЦИИ**

английскому языку студентов, как первого, так и второго курсов неязыкового вуза могут быть изучены: (например, Appearance; Character (strengths and weaknesses); Daily routine; и многие другие).

Как в любом художественном произведении в данном романе представлены помимо главных героев и второстепенные персонажи. Следовательно, чтобы познакомить читателя с героем, автор подробно описывает его внешность и сообщает о чертах характера этого персонажа. Например: "I first met Penelope Ashton at a dinner-party. She was not a beautiful woman, but she was well-dressed, quite pretty and, as I quickly realized, very intelligent. She was a good listener, but did not say much herself. She was an attractive and interesting woman."; или "The only strange member of the group was Benson, Ashton's personal servant. He spoke with a gentle, educated accent but his face looked as if he had had far too many fights when he was a young man."; или "We went up to the flat and knocked on the door. A man in his forties, with a pale, unhealthy skin, opened the door." и так далее. [4]

Читая данное произведение, студент не только встречает уже знакомую лексику для описания внешности и характера человека, но и находит новые для себя слова и выражения по этой теме. Происходит естественное пополнение лексического запаса, так как приходится запоминать значение слова из контекста (а не отдельно, в списке других лексических единиц).

Как было сказано выше, несколько тем можно изучить, взяв это художественное произведение в качестве дополнительного источника поступления лексики. Поскольку данное произведение включает описание взаимоотношений науки и политики, то оно может использоваться и для изучения таких тем, как Work and Job; Technologies and Inventions. Несмотря на то, что роман "The Enemy" впервые был опубликован в 1927 году, и наши знания в области генетики значительно изменились, тем не менее, эта тема современна и популярна и в наши дни, поскольку только сейчас мы пришли к пониманию, насколько может быть опасна генная инженерия. Таким образом, обсуждая ответственность ученых и политиков за их открытия и действия, изучающий английский язык читатель романа вынужден будет пополнить свой словарный запас по данной теме.

Чтобы подготовиться к восприятию новой лексики, можно предварительно выполнить такое задание, как «кроссворд наоборот». Студент должен догадаться, что это такое, выслушав дефиницию. Он должен одним словом сказать, что это значит: например,

- 1) an extremely small chemical unit which passes qualities from parents to children (gene);
- 2) a diseased growth in the body, which can cause death (cancer);
- 3) the simplest and smallest forms of life, some of which can cause diseases (bacteria);
- 4) the scientific study of all living things, plants, and animals (biology);
- 5) a person who is not a member of a particular group, society, family, etc. (outsider);
- 6) an animal or plant that is unnatural or abnormal in some way (monster);
- 7) the scientific study of light, heat, sound, electricity, etc. (physics);
- 8) detailed study to discover new facts or knowledge (research) и т.д.

Такой вид работы не только позволяет узнать новую лексику, но и повторить уже имеющиеся в активном запасе (но, возможно, забытые) слова.

Таким образом, студенты неязыковых вузов, изучающие английский язык, должны использовать художественные англоязычные тексты (и лучше использовать произведения, которые не переведены на русский язык) в качестве дополнительного источника пополнения словарного запаса. Поскольку произведения художественной литературы, как правило, имеют достаточный объем, то они могут изучаться как в аудитории, так и самостоятельно. И если правильно организовать эти виды деятельности, то можно достичь очень высоких результатов в освоении иностранного языка.

Литература

1. Баранов М.Т. Методика преподавания русского языка в школе / под ред. М.Т. Баранова. М., 2001. – С. 233-235.
2. Гальскова Н.Д. Современная методика обучения иностранным языкам / Н.Д. Гальскова. – М.: Аркти-Глосса, 2000.
3. Кулибина Н.В. Художественный текст в лингводидактическом осмыслении: монография / Н.В. Кулибина. – Москва: Гос. ИРЯ им. А.С. Пушкина, 2000. – 304 с.
4. Desmond Bagley. The Enemy. Oxford University Press, 2008. – 120 p.

**ИНОСТРАННЫЙ ЯЗЫК КАК ИНСТРУМЕНТ ФОРМИРОВАНИЯ СОЦИАЛЬНЫХ И
ДУХОВНЫХ ОРИЕНТИРОВ СТУДЕНТОВ ТЕХНИЧЕСКИХ ВУЗОВ**

А.А. Соколов

Научный руководитель доцент Л.В. Надеина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

Говоря об образовании в условиях современного мира, можно утверждать, что там происходят глубинные интеграционные процессы. Естественным образом в результате данных процессов возникают интересы к изучению иностранных языков. [2] В настоящее время иностранный язык в техническом вузе по значимости встает в один ряд с профильными предметами, так как на занятиях по английскому языку студенты изучают не только язык как систему знаков, они осваивают и культуру данного народа, носителя этого языка.

Поскольку иностранный язык является гуманитарной дисциплиной, то, можно сказать, что речь, в большей степени, идет о духовной культуре, то есть затрагивает духовную сферу общественной жизни,

включающей в себя такие компоненты, как духовные отношения, духовные потребности и духовная деятельность.

Как было сказано выше, такой предмет как иностранный язык, являющийся одним из дисциплин гуманитарного цикла, призван служить инструментом, который будет помогать становлению личностных качеств каждого студента, а точнее, его духовных и социальных ориентиров.

Бесспорно, что и профильные дисциплины по-своему формируют мировоззрение студента, давая определенные знания, но, что касается иностранного языка, то данный предмет является «универсальным». Под универсальностью мы будем понимать способность такого предмета как иностранный язык включать в себя любые темы для обсуждения, в том числе и профессиональные, поскольку, в первую очередь, студенты обучаются иностранному языку как средству общения на неродном для себя языке.

Используя иностранный язык как средство общения, студенты обсуждают разные темы, описывают различные ситуации, вступают в дебаты, высказывая свою точку зрения на ту или иную проблему. Все это, в конечном итоге, позволяет в полном объеме сформировать у них навыки критического мышления, способность анализировать ситуацию и давать оценку, что, в свою очередь, дает возможность соотнести свои взгляды с нормами морали, существующей в обществе.

Известно, что иностранный язык является дисциплиной гуманитарного цикла, и потому кроме чисто лингвистических компетенций он может касаться и вопросов межличностных отношений, поведения человека в разных жизненных ситуациях. Как уже было сказано, темы, которых может касаться эта дисциплина, связаны с человеком, с его отношениями в семье, с взаимоотношениями в обществе, с проблемами толерантности, с проблемами расслоения общества, то есть с нищетой, бедностью, с благотворительностью и так далее.

Для того чтобы сформировать мировоззрение студентов, воспитать их нравственно, необходимо, чтобы языковой материал, который привлекается на занятиях по иностранному языку, служил формированию у студентов представление о традициях и обычаях, национальном характере, менталитете народа. Доказано, что изучение языка, начавшееся с произведений устного народного творчества, достаточно эффективно в плане формирования духовных ориентиров у студентов. Не вызывает сомнений тот факт, что в программу обучения иностранному языку должны быть включены произведения фольклорного жанра, например, легенды, баллады, сказки, басни, загадки и т.д., так как именно в них в полной мере отражена жизнь народа, то есть представлен его быт, показана мораль, описан опыт.

На первом курсе на занятиях по английскому языку можно начать с «культуроносного», как в плане обогащения словарного запаса студента-первокурсника, так и в плане анализа содержания произведения устного народного творчества – басни. [1] Тексты басен, уже ставшие «классическими» произведениями, не очень объемные, с яркими персонажами, обязательно содержащие мораль произведения, известны студентам и на родном языке, поэтому такие произведения легко поддаются инсценировке: например, “The ant and the grasshopper” или “The fox and the crane” и т.д. Имея возможность сыграть ту или иную роль и оказаться в ситуации, когда необходимо сделать выбор нравственного характера, студент, определив для себя нравственные критерии, оказывается способным к изменению и, возможно, к урегулированию взаимоотношений в коллективе.

Студенты, как показывают многочисленные исследования, проявляют интерес ко многим явлениям, происходящим в обществе, способны анализировать ситуации и высказывать свое собственное мнение. Поскольку жизненного опыта не всегда хватает для выработки личной точки зрения на ту или иную проблему, то, естественно, что они могут находить ответы на многие интересующие их вопросы в текстах художественных произведений, эмоциональная сила слова которых достаточно велика.

Бесспорно, что процесс формирования духовных и социальных ориентиров студентов будет намного эффективней, если на занятиях иностранного языка они будут знакомиться с художественными текстами и произведениями устного народного творчества, которые созданы в рамках различных культур. [3] Можно привлечь для этих целей сказки народов мира на английском языке, например:

- “Three pieces of advice” (Indian tale);
- “Seven brothers” (Georgian tale);
- “Boo-Alee and a patient” (Persian tale);
- “A king who was lovesick” (Brazilian tale);
- “A mattock” (Vietnamese tale);
- “Simon the servant” (Armenian tale);
- “Three brothers and a wise old man” (Albanian tale);
- “A star-eyed shepherd” (Hungarian tale);
- “Who doesn’t work doesn’t eat” (Serbian tale);
- “About four musicians” (Slovenian tale) и т.д.

Таким образом, можно утверждать, что велик воспитательный потенциал произведений художественной литературы, фольклора и поэзии, так как все представленное в них может обсуждаться, анализироваться и тем самым служить основой для формирования личностно-значимого отношения к созданию духовных и социальных ориентиров студентов технических вузов.

Литература

1. Андреев А.Н. Тип коллективного бессознательного в фольклоре [Electronic resource] // URL: <https://elib.bsu.by/handle/123456789/90140> (date of the application: 02.02.2018).
2. Фольклористические исследования. Контекст. Типология. Связи: Сб. статей. – Вып. 5 / под ред. Р.М.Ковалевой. – Минск, 2008 [Electronic resource] // URL: <https://elib.bsu.by/handle/123456789/90140> (date of the application: 30.01.2018).

3. Бим И.Л. Некоторые актуальные проблемы современного обучения иностранным языкам / И.Л. Бим // Иностранные языки в школе. 2001. – №4. С. 5-7.
4. Томахин Г.Д. Лингвистические аспекты лингвострановедения / Г.Д. Томахин // Вопросы языкознания. – 1986. – № 6. – С.113-118.

**ЗНАКОМСТВО С ТРАДИЦИЯМИ СТРАНЫ ИЗУЧАЕМОГО ЯЗЫКА КАК ОДИН ИЗ
СПОСОБОВ ФОРМИРОВАНИЯ СОЦИОКУЛЬТУРНОЙ КОМПЕТЕНЦИИ СТУДЕНТОВ**
Н.С. Тарасов

Научный руководитель доцент Л.В. Надеина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

Если бы студента технического вуза спросили, зачем он наряду со своими профильными предметами изучает такую дисциплину как иностранный язык, то он бы ответил, что собирается использовать иностранный язык для межличностного и, естественно, для профессионального общения. Для того чтобы эти оба вида общения состоялись, необходимо, чтобы у студента сформировалась и получила развитие коммуникативная компетенция в области иностранного (в данном случае английского) языка.

Работы зарубежных и отечественных исследователей показывают, что одной из составляющих коммуникативную компетенцию является социокультурная компетенция. Что же следует понимать под социокультурной компетенцией? Мы будем придерживаться определения, данного словарем методических терминов. В словаре находим, что «социокультурная компетенция – это совокупность знаний о стране изучаемого языка, национально-культурных особенностях социального и речевого поведения носителей языка и способность пользоваться такими знаниями в процессе общения, следуя обычаям, правилам поведения, нормам этикета, социальным условиям и стереотипам поведения носителей языка». [2]

Следует отметить, что данный компонент предполагает получение студентом знаний о том, что иностранный язык может служить средством передачи всего того, что происходит в языке в результате исторических изменений. А также он может быть средством получения информации о культурном опыте страны изучаемого языка и, что немаловажно, являться средством пополнения знаний речевого поведения в любой коммуникативной ситуации.

Студент, вступая в процесс коммуникации с представителем другой культуры, понимает, что его «подстерегают» в этом «диалоге» множество нюансов, связанных с культурными различиями, которые он должен осознать, чтобы достичь определенных успехов в общении с носителями английского языка и, следовательно, с ценностными ориентациями представителей английской культуры. [1]

Незнание и непонимание того, как воспринимает партнер по диалогу действительность, как он мыслит, что кладет в основу построения взаимоотношений может породить у одного из собеседников страх, создать барьер и заставить одну из сторон испытать стресс из-за того, что он не способен спрогнозировать дальнейший ход мыслей и будущий этап диалога.

Поскольку в ряд составляющих социокультурную компетенцию моментов входит готовность вступающих в коммуникацию партнеров по диалогу сравнивать культурный уровень обеих стран, изучать особенности людей, которые населяют данную территорию. Студент, изучающий английский язык, вступаю в разговор с представителем другой культуры, должен, в первую очередь, знать историю и менталитет другого народа, а также уважительно относиться к традициям, обычаям и верованиям той страны, с представителем которой он ведет диалог. [3]

В процессе изучения английского языка в высшей школе студент знакомится с национально-культурными особенностями речевого поведения, а также с реалиями страны изучаемого языка. Так, например, он может познакомиться с социальными условностями, нормами и правилами, ритуалами, верованиями и так далее, изучая праздники и фестивали, проводимые в стране. Знакомясь с такого рода информацией, студент сравнивает полученную информацию по страноведению с культурным опытом своей страны, что в дальнейшем помогает ему минимизировать трудности со стороны слушателей.

Учитывая возраст изучающих английский язык, можно смело утверждать, одна из самых интересных и активно обсуждаемых тем по страноведению является тема праздников, фестивалей, подготовка к ним, а также разные приметы, которые связаны с этими празднованиями и в которые человек верит. Например, студенты много интересного могут узнать о том, как празднуют Hogmanay – канун Нового года, торжественно отмечающегося в Шотландии. Подготовка к празднику начинается в конце ноября: шотландцы наряжают елку и пекут печенье и булочки. Само празднование начинается вечером 31-го декабря, когда люди одеваются в красивую, сшитую из шотландки (клетчатой материи), одежду и собираются на площади города. В полночь, как только часы пробьют 12, все поздравляют друг друга. Если сравнить традицию праздновать Новый год в нашей стране и в Шотландии, то, на первый взгляд, мы не видим больших различий. Но далее, продолжая изучать их традиции, студент узнает, что на этом не заканчивается праздник. Можно сказать, что самое интересное начинается после встречи Нового года: наступает время, когда шотландцы посещают своих друзей, чтобы пожелать удачи в наступившем году, то есть они go “first footing”. Шотландцы с нетерпением ждут тот момент, когда увидят человека, кто первым переступит порог их дома, поскольку у них существует поверье, что если первым в их дом войдет высокий красивый темноволосый мужчина, то это принесет удачу обитателям данного дома.

Много интересной и полезной информации студент получает, когда начинает изучать суеверия представителей англоязычных стран. И здесь можно обнаружить много сходства в двух культурах. Например, и в русской и в английской культуре существует поверье, что разбитое зеркало (*broken mirrors*) приносит несчастье. Деньги будут у того, у кого чешется ладонь (*have itching palms*) – эта примета также известна и в нашей стране.

Если сравнить такое суеверие, как черная кошка, то совершенно по-разному относятся к ней в двух странах: в России черная кошка приносит неудачу, а в Великобритании, напротив, успех и удачу. Такое же несовпадение в поверьях у двух народов проявляется и в отношении белых и красных цветов. В стране изучаемого языка не следует, составляя букет, использовать вместе цветы белого и красного цвета. Это приносит неудачу, так как корнями это поверье уходит в то далекое время, когда шла война белой и красной розы (*War of the Roses*).

Итак, чтобы коммуникация состоялась и была успешной, необходимо получить знания об особенностях ценностных ориентиров партнера по диалогу. Если студент хорошо осведомлен о культуре и истории страны изучаемого языка, он четко понимает, что в каждой культуре существует своя шкала ценностей, правил и норм. В этом случае можно говорить о сформированности социокультурной компетенции и о полной готовности студента при встрече с различиями в двух разных культурах уметь, владея коммуникативными стратегиями, выходить из трудных социокультурных ситуаций.

Литература

1. Мильруд Р.П. Культурное самоопределение личности в образовательном курсе английского языка / Р.П. Мильруд // Иностранные языки в школе. – 2016. – №7. – С. 2-8.
2. Новый словарь методических терминов и понятий [Electronic resource] // URL: https://methodological_terms.academic.ru/ (date of the application: 02.02.2018).
3. Соловова Е.Н. Формирование базовых национальных ценностей с учетом предметных и метапредметных знаний и умений / Е.Н. Соловова, Е.С. Маркова // Иностранные языки в школе. – 2013. – №9. – С. 21-26.

IDIOMS IN ENGLISH: TRANSLATION AND LEARNING STRATEGIES

D.F. Bogdanov, D.S. Toguzbayeva

Scientific advisor associate professor T.Yu. Aikina

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Studying English idioms helps learners to understand native speakers, avoid misunderstanding in cross-cultural communication, be able to use them in speech to make it vivid and authentically sounding, make their vocabulary rich. While doing this, it is necessary to compare English language idioms to those in learners' native language. Investigating origin, diversity and methods of translating idioms is one of the efficient means of raising students' interest to English language learning.

Idioms reflect realia, history, mentality of the folk. Most idioms are very effective in transferring their meaning because of their shortness and directness. The general tendencies of present-day English are towards more idiomatic usage; idioms are not a separate part of the language which one can choose either to use or to omit, but they form an essential part of the general vocabulary of English. Meanwhile, these unique expressions can make the language more interesting and fun to learn.

Idioms exist in all languages and often have similar meanings, but they are realized in different ways, use different associations which is due to different cultural peculiarities of nations. The English language is particularly rich in idiomatic expressions. For instance, there are plenty of idioms and expressions connected with means of transport and ways of travelling [2, 3, 4].

According to Mona Baker [1], there are four methods of translating idiomatic units. The first is to find a similar idiom in the target language, with the same meaning and form. For example, “do something on autopilot” has an exact equivalent, the idiomatic expression used in Russian “делать что-то на автопилоте”. It is translated by completely preserving the meaning, expressivity, form and function of the original idiom.

The second and the most common method is to use an idiom with the same meaning, but in a different form. For instance, the phrase “to be asleep at the wheel” has the same meaning in Russian as in English, but it is not in the same form: “спать на ходу”. Another good example of analogue in sense but not in form linguistic equivalent using transport connotations is “in the driver’s seat” (Rus.-“у руля”) which in both languages means being in control of a situation or in charge of something.

In most cases grammar forms of idioms do not coincide in different languages. A nominal idiom “a back-seat driver” used to describe a person who gives unwanted advice in affairs they are not responsible for, or subjects they may not understand well in Russian has an implication of “говорить под руку”. “Rock the boat” – to disturb a situation that is otherwise stable and satisfactory – can also be translated with the verbal idiom “раскачивать лодку”. Different transport associations are used in partial equivalents “in the same boat”- “в одной упряжке” and “get on the bandwagon” – take a popular position – “в общем потоке”. The idiom “miss the boat” can be translated into Russian using another grammar form: “поезд ушел” with the same meaning to miss an opportunity.

Some idioms contain nominations of vehicle components. For example, the expression with aviation terminology “cool your jets” means relax or became calm. The Russian language has the equivalent “охладить свой пыл”. The idiom “wheels fall off” can be used to describe a person who cannot control a difficult situation. Russian equivalent is “валится из рук”.

*СЕКЦИЯ 19. ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ И НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО. ПОДСЕКЦИЯ 1.
ПРОБЛЕМЫ МЕЖЪЯЗЫКОВОЙ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ КОММУНИКАЦИИ
В УСЛОВИЯХ ГЛОБАЛИЗАЦИИ*

It is worth noting that some English transport-related idioms would be translated into Russian using food-related ones. For example:

“it’s plain sailing” – “идти как по маслу”;

“push the boat out” – “устроить пир на весь мир”, “пир горой”;

“jet set” – сливки общества.

The third method is by paraphrasing, where the meaning of the idiom in the source language is conveyed by a phrase which expresses the meaning, but does not use an idiom. “Hit the road”, which means to leave one place to go to another in English, is not an idiom in Russian and would have to be explained using other suitable words in the target language: “отправиться в путь”. The idiom “a Sunday driver” which carries the meaning of a person who drives slowly, timorously or unskillfully, as if used to driving only on Sundays when the roads are relatively quiet, has no Russian equivalent which could preserve expressivity and form of the original idiom, thus, should be translated as “осторожный/неопытный водитель”. The phrase “paddle one’s own canoe” is used if you want to say that someone works or does something alone without help of other people, or is an independent person (Rus. - “ни от кого не зависит”).

The fourth method is omission, which should only be if the other three methods cannot be used, because it will not be true to the source content. Thus, the idiom “a busman’s holiday” – time away from work that is spent doing something that is similar to your usual job – has no adequate equivalent in Russian and its idea would be explained in other words.

While studying English idiomatic units for developing communication skills it is helpful to be aware of where the expressions come from. Let us consider the origin of some transport-related idioms.

“Jet set” was a term for an international social group of wealthy people who travelled the world to participate in social activities unavailable to ordinary people. Now it refers to those who have the independent wealth and time to travel frequently and widely for pleasure.

The phrase “jump on the bandwagon” first appeared in American politics in 1848 when Dan Rice, a famous and popular circus clown of the time, used his bandwagon and its music to gain attention for his political campaign appearances. As his campaign became successful, other politicians strove for a seat on the bandwagon, hoping to be associated with his success. [3]

“On the wagon” means abstaining from alcohol, while “off the wagon” means returned to drinking after an attempt to give it up. Suggested explanation of these idioms origin focuses on actual wagons that were used to transport people; for example, condemned prisoners who had taken their last drink in this life and were transported to the gallows by wagon.

The phrase “to push the boat out” originates with the literal meaning, i.e. pushing boats from wherever they are beached into the water. People have for centuries built boats that were too large for an individual to move. Helping a seaman to push the boat out was an act of generosity – a similar to the modern-day act to helping to push a car that is broken down. [7]

“Sail under false colors” meaning to pretend to be something that one is not, is originally nautical, referring to a pirate ship disguised as an innocent merchant ship.

We suggest several effective ways of learning idioms that can be used in or outside the classroom environment:

Figure out the meaning from the context:

I knew her slightly, but never got to know her well – we were just ships that pass in the night.

Find idioms in your language which have the same meaning: to sail in one’s own boat, the wheels have come off, reinventing the wheel.

Paraphrase the sentence using the given idiom (run out of steam):

I suddenly became very tired while shopping and had to sit and have a coffee.

Illustrate English idioms with pictures. These can be images that humorously illustrate the literal meaning of the idioms.

Find associations for the idioms.

Repeat them aloud.

Write them on stickers and hang on visible places (a wall, a shelf or a table). People remember what they see very often.

Listen to the music which lyrics contain idioms.

Practice using the idioms that you have learnt in your writing and speaking.

Use a common theme to learn idioms [5, 6].

Therefore, the analysis of transport-related idiomatic phrases has proved the influence of everyday realia of the past and present on the language development. Investigation of idioms enhances better understanding of cultural peculiarities of the English-speaking countries, their lifestyle and traditions. The most prevailing translation strategy turned out to be idiom-to-idiom translation. Although understanding what is meant by the expressions interpreted in a figurative sense can be challenging, the difficulty in studying them can be overcome by applying the translation and learning strategies.

References

1. Baker M. In other words: A course book on translation. London: Routledge, 1992.
2. Cambridge International Dictionary of Idioms. Cambridge University Press, 2002.
3. English Idioms and Idiomatic Expressions [Electronic resource] // URL: <http://www.learn-english-today.com/idioms/idiom-categories/travel/travel2.html> (date of the application: 17.01.2018).

4. Idioms and Phrases [Electronic resource] // URL: <http://idioms.thefreedictionary.com/> (date of the application: 17.01.2018).
5. Milton J., Evans V. A Good Turn of Phrase. Advanced Idiom Practice. Express Publishing, 2000.
4. Spears R.A. NTC's Thematic Dictionary of American Idioms. NTC Publishing Group, 1997.
5. The phrase finder [Electronic resource] // URL: <https://www.phrases.org.uk/> (date of the application: 17.01.2018).
6. Wikipedia [Electronic resource] // URL: https://en.wikipedia.org/wiki/Bandwagon_effect (date of the application: 17.01.2018).

RUSSIAN MENTALITY THROUGH EUROPEAN EYES

A.Yu. Ekkert, E.A. Purlats

Scientific adviser associate professor N.Yu. Gutareva
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

It was in Russian that unsurpassed literary works were created, Mendeleev and Lomonosov, Pushkin and Lermontov, Tchaikovsky and Rimsky-Korsakov spoke on it.

The Russian language has a rich history, many times it has been tried to assimilate foreign tribes, but still, like the Russian people, it has been able to maintain its independence, strength and power.

The Russian language is extremely multifaceted, it can easily convey all the feelings that are born in the human soul, thoughts and desires.

In addition to the basic functions that are inherent in each language, Russian has another very important purpose, it is the unifying link of many peoples and nations. Russia is a multinational country, each ethnic group has its own language, but often each of them provides an opportunity to communicate with a certain group of people. The Russian language eliminates this obstacle. Also Russian is the international language of communication between the Slavic countries: Ukraine, Lithuania, Latvia, Estonia, Georgia etc.

According to the total number of people speaking it, Russian occupies the 6th place in the world. More than 200 million people consider it to be their native language, and the number owning it reaches 360 million. In more than 10 countries, Russian has official status, among them — Russia, Belarus, Abkhazia, Tajikistan, Kazakhstan.

It is noteworthy that according to the legislation of New York, the official documents in the city must be published along with English, as well as in Russian, as the Russian diaspora in this city annually increases. Despite the fact that in many independent countries of the post-Soviet space Russian does not have an official status, about 50% of the population speaks it. As it has already known, language and speech are a reflection of mentality of an ethnos.

Under the mentality we mean in a certain way a built-up system of the basic structures of human consciousness that is inherent in the ethnic group, the people, the nation and which forms the image of the world in these groups, the image of oneself in this world, determines the specifics of the relationships between people, determines the general patterns of behavior and sets up consciousness on certain aspects of both the external and internal world.

For instance, will is the ability of an individual to control himself, to independently believe in himself, to act arbitrarily. It is the ability to keep one direction and reach the set goals, regardless of changing circumstances and changing feelings. Europeans are people who have good command of themselves; they are discreet and disciplined, which cannot be said about Russian. Russian people are not used to hamper their affects and emotions; they are quite direct in their expression. Russian people are accustomed to live more gusts and spontaneous drives.

Table 1

Mentality of the Russian and European individuals

Russian	European
The Russian person, unlike the European, does not feel his break with the world. The border between him and the world is much weaker, and he practically does not notice it. The feeling of one's own individuality is much weaker for a Russian than for a European. He feels his oneness with the world, he is not a stranger in him and does not feel the hostility of the world. Shubart, describing the Russians, calls this "original trust" [2]. Russian is immanent in the world. He is inside the world, within it. The world is like a mother's womb, which puts it on all sides and gives a feeling of rootedness, security, peace. Therefore, Russian is careless, trusting, often hopes "at random". The European is transcendental to the world. He is at least in body in this world, but, nevertheless, he feels himself not included in it, his spirit is beyond his limits.	The European perceives the world as something alien and opposite to it. Between it and the world lies a clear boundary separating and opposing the subject to the world of objects. Thus, the European is in a clearly perceived sense of his own individuality, and in this singularity he is opposed to the boundless world. Walter Schubart in his book "Europe and the Soul of the East" writes that for the European in relation to the world, a "point feeling" is characteristic.
Due to its original unity with the world, the Russian is inclined to unite everything, whatever it may encounter, in everyday life and in the scientific sphere. The desire for unity is the main feature of the nature of the Russian people, this desire is the main force driving the Russians. The desire for unity determines the integrity of the world outlook of the Russians. This integrity is expressed in the	Like Russians, the desire for unity is the main feature of the character, so the Europeans will have such a feature of the desire for differentiation. This comes from their original separation from the world. The Europeans are trying to break everything into pieces and develop extremely, deepen each part. But in the process of such a deepening, the connectivity between initially connected

*СЕКЦИЯ 19. ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ И НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО. ПОДСЕКЦИЯ 1.
ПРОБЛЕМЫ МЕЖЪЯЗЫКОВОЙ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ КОММУНИКАЦИИ
В УСЛОВИЯХ ГЛОБАЛИЗАЦИИ*

tendency to consider everything in the context of interconnections, in the unity of everything with everything. Isolation for the Russian is a depletion and a loss of truth. Only in general is truth and fullness. Orientation to wholeness is one of the fundamental moments in Russian philosophy, this orientation is present practically in all Russian philosophers.	parts is gradually lost, and when the process passes a certain measure, a break comes. Thus, two types of consciousness are emerging, one narrowed and deepened, a differentiating, tearing out part of the context, another expanded and superficial, uniting parts into a single whole, without making clear boundaries. One knows the depth, but does not know the breadth, the other is in constant slip over wide spaces, but does not know about the existence of depth.
Russian in its deepest depot is oriented towards collectivism. O.N. Berdyaev: "The Russian people have always loved to live in the warmth of the collective, in some kind of dissolution in the elements of the earth, in the womb of the mother" [1]. Collectivism affirms the predominance of the general over the particular. Russian does not have a rigid border between itself and others. How he is one with the world, so one and with other people. The Russian has no sense of his own isolation, and he thinks himself to be part of the whole. He lives a more general life than his own. The main disadvantage of such a collectivist orientation is a significant restriction (or even suppression) of the personal beginning of each individual person. Collectivist orientation provokes a tendency to rely on other people, makes a person weak. Individualism is the assertion of a strong personality, which relies only on itself.	A European is characterized by a pronounced individualism. European individualism unequivocally affirms the predominance of the particular over the general. Individualism proceeds from the individual's individuality, from his isolation. The individual is free, relies on himself and determines himself. He is fully responsible for his life, reliably holds it in his hands. He is the cause of himself, the root cause of everything that happens in his life. Such an individual is an autonomous subject. The history of Europe, beginning with the Middle Ages and the Renaissance, is in many respects the struggle of the autonomous subject for his freedom with external authorities, such as religion, the Catholic Church, absolute monarchy, the state. "Spontaneous and violent statement of the human subject", as A.F. Losev described the essence of the Renaissance.
Russians are less inclined and capable of systematics. Russian acts as flashes, it can flare up, take something for something, then quickly cool to it and give it up. Also, there is a habit of waiting until everything by itself is resolved and does not work out. They operate either by necessity or by a spontaneous impulse.	The European, thanks to his will, is capable of systematic activity.
The Russian has the opposite thrust, he unconsciously reaches out to the unconscious side of the world, to a lowering of the level of consciousness. It stretches to the connection with the original source.	A European is characterized by a craving for pure consciousness, to an increase in the level of consciousness. He loves clarity, clarity, awareness, orderliness, he tries to get rid of himself all the dark, vague and chaotic.

In this article the authors reveal the interrelations of the Russian language with other languages and cultures. The Russian language, like others, cannot develop and function autonomously, it is influenced by other cultures and languages and, in turn, affects the world culture. Of course, today the world language monopoly is English, which is reflected in the modern constructions of the Russian language.

The uniqueness of the Russian language lies in the fact that, being inherently deeply national phenomenon, it has had a truly fateful impact on world culture. At the same time, it, like a little other language, became the conductor of cultures and peoples developing away from the main directions of world life. A significant part of this merit falls on the twentieth century, and this should also not be forgotten. Literature of many peoples that were part of the USSR became known to the world, being translated into Russian, and this is another historical feat of the Russian language.

The discussions about the place of Russia in world culture and civilization do not cease today. By combining East and West, Russia was historically open to the influence of various cultures. This was reflected in the reflections of literary heroes, lyricism of artists' paintings, poetic patheticism, merchant patronage (Mamontov, Tretyakov, etc.) [3]. Features of the "Russian soul" were reflected in folk songs, from where composers surrounded by "heterodox", rejection of the West and the East, the Russian people developed a sense of uniqueness, uniqueness, dissimilarity with others. In the West, and in Russia, there are beliefs about the mystery and inexplicability of Russia and the Russian soul. When (P.I. Tchaikovsky, S.V. Rakhmaninov and many others), they drew lyrical intonations. F. Nietzsche said: "Russian tunes are sad. I would exchange all the welfare of the West for the Russian way of mourning". In the many centuries of the development and all the differences in understanding the ways of Russia's development, its place among others, the majority agree on Russia's special contribution to world culture. These are achievements in science and art, the work of brilliant poets, artists, composers, actors, etc.

References

1. Russian culture. Her merits in the formation of world culture [Electronic resource] // URL: <https://ruskult.eu/iskusstvo/1-russkaya-kultura-ejo-zaslugi-v-formirovanii-mirovoj-kultury> (date of the application: 19.01.2018).
2. Russian and Europeans: a comparative analysis of the mentalities [Electronic resource] // URL: <https://science-education.ru/ru/article/view?id=20699> (date of the application: 18.01.2018).
3. Russian language in world culture [Electronic resource] // URL: <https://applied-research.ru/ru/article/view?id=4461> (date of the application: 19.01.2018).

FILM INDUSTRY INFLUENCE ON THE SOCIETY AND A PERSON

R.V. Eremin, I.V. Malusha

Scientific adviser associate professor N.Yu. Gutareva

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Let's consider films influence on the modern society. The film industry has grown and developed rapidly since its inception in the early 1900's. Over the years, it has gained the attention of every culture in every part of the world. These days, thanks to Hollywood, it is a great instrument to form the social culture by changing the viewers' opinions. The idea that a film can have such a huge impact on people can be difficult for some persons; however, this same impact can also be a great tool when used properly and for the right reasons.

The prosperous 1920's gave us such main movie studios like Metro Goldwyn Mayer, Paramount, Warner Brothers, 20th Century Fox from the Hollywood area. Their growth gave rise to movie viewings and the overall popularity of this form of entertainment all over the world.

We should point out what "mass communication" is nowadays. The term 'mass' suggests great volume. It also refers to the extent and reception of messages/communication. Communication is where movies come into play. It entails understanding the meaning and receiving the message. If we put them together, mass communication is the distribution of an idea or message to a large number of people.

Films fit perfectly into this description. Just examining the revenues some of these movies generate attests to their popularity around the world. The movie "Avatar" holds the record as the world's highest grossing movie at almost two billion dollars. There are many more movies that made close to the one billion dollars. For example, «Titanic», «Jurassic World», «Furious Seven», «The Avengers».

There are also films that show us historic events. These movies are like history lessons which show something we were not able to witness or take part in. Films like «The Dawns Here Are Quiet» and «Fate of a man» are examples of how films can show the new generation the exploits their ancestors have done.

Let's realize how films can change human conscience.

Movies play an important role as advertising grounds as many companies pay large sums of money for their product names to appear in movies. This form of advertisement is very popular and works because people see their favorite actors using these products and imitate them. Fans mimic their idols in how their dress, eat, even act. Movie is the strongest means of propaganda. Therefore, Joseph Vissarionovich Stalin watched every feature film before he went to the rental, which he personally gave "good." He understood that cinema influences the mood of people, shapes their views on life, and how the ideological factor to a large extent shapes the thinking of the audience.

Today, in the period of unprecedented expansion of mass culture, growth of its role in modern society, it is extremely important to establish mechanisms of its impact, to reveal the "secret of contagion". If art is not limited to sensual influence, but sets the task of a complex process of sublimation of feelings, will, emotions, intellectual charge, the works of mass culture are fundamentally different from the works of art — direct reproduction of "lived" feelings, appeal to elementary emotions, and sometimes even instincts. Mass culture in this sense is likened to advertising, which less and less appeals to the mind, as well as new films of mass culture, with its "bombardment" of emotions, intellectual blackmail and the desire to subdue the consumer. And there and there an advertised product is considered to be as something irrational. Only in one case it offers fashionable suspenders or "best in the world" dog cutlets, the other is a brisk trade of feelings — sold love, laughter, fear, curiosity, excitement, sex and horror.

There has long been a heated debate about whether a murder image can cause a real murder, showing a picture of vice to stimulate the blossoming of vice in life? Two theories have appeared on the foundation of this dispute: one claims the healing, therapeutic effect on the viewer of works depicting sex, violence, horror; the other sees it as an undoubted evil, generating a chain reaction of crime and vice. Both theories have a considerable reserve of empirical data. Indeed, can art exert a "bad influence", sow immorality, and give rise to a craving for crime, cynicism and disbelief? Can the image of barbarity to cause a reaction follow? "Complex action" is produced by art, however, does not deprive us of the opportunity to somehow sort out this complexity. Hardly the most bloody of Shakespeare's tragedy was caused by someone's desire to emulate lady Macbeth or king Henry IV, a detailed description of the murder of the old woman in "Crime and punishment" does not multiply the ranks of Raskolnikov, the murder of the father of their children in "the Sweet life" Fellini bear only the bitter reflection over the reasons for this, but not imitation.

Also, we want to consider how genres affect a person. A comedy is the best way to escape from problems and cheer you up — watch a funny movie. It is when watching such films that a person stands out the hormone of happiness-endorphin, which makes us laugh. But comedy is not just a way to cheer you up. After all, endorphin protects a person from viruses and bacteria, that is, it helps the immune system. No wonder they say: "the more you laugh, the longer you will live".

As for a drama, these films and series do not distract people from the problems, but rather make you think about everything unpleasant. Watching the drama, we think about what we have done wrong, in the head there are millions of thoughts, even little things people attach great importance. A significant difference between dramas from other genres that people unconsciously take on the emotions of those characters that he likes or a little bit like him. If we have done a bad thing, we begin to think about the similarity with antihero, trying to justify our actions. Or, conversely, condemn yourself for what you did, even for small sins. That is why a person is not recommended to watch the drama if he is fixated on some problem.

Horror is a Controversial genre, because for some people it's just a way to get an adrenaline rush, which in reality we do not have the courage to get. For other people horror is banned, they want to watch such films, but the fear

**СЕКЦИЯ 19. ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ И НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО. ПОДСЕКЦИЯ 1.
ПРОБЛЕМЫ МЕЖЪЯЗЫКОВОЙ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ КОММУНИКАЦИИ
В УСЛОВИЯХ ГЛОБАЛИЗАЦИИ**

takes over. Long recognized the powerful influence of the films of this genre on the psyche and thus, there are many restrictions on viewing such films.

Thus, films have a huge impact on a person, his behavior, culture and the whole world.

References

1. Film industry influence on society [Electronic resource] // URL: <https://sites.google.com/site/cocanketa/home/sovremennye-issledovania> (date of the application: 01.02.2018).
2. Impact of films on a person [Electronic resource] // URL: <https://shkolazhizni.ru/psychology/articles/78612/> (date of the application: 01.02.2018).
3. Differences between genres [Electronic resource] // URL: <http://www.lookatme.ru/mag/live/inspiration-lists/209407-films> (date of the application: 01.02.2018).
4. Genres of films [Electronic resource] // URL: <https://www.ronl.ru/shpargalki/psikhologiya/836542/> (date of the application: 01.02.2018).

THE INFLUENCE OF THE MEDIA ON THE LEVEL OF SPEECH CULTURE IN THE MODERN SOCIETY

V.D. Kazak

Scientific adviser associate professor N.Yu. Gutareva
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Language is the history of the people, the path of civilization and culture from the sources to the present day. Now many people are concerned that by the beginning of the 21st century we have forgotten to speak and write normally in Russian. Language is the soul of the people. By nature, it cannot but reflect what is happening to a man and around him. Coarsening of a language, its apparent impoverishment, communication – all this indicates our spiritual and moral degradation.

At present, it is not possible to realize the influence of the media, especially the electronic media, on the formation of a modern way of life and language. We can see that the language norm of the Russian language changes in the media. At present, we are witnessing an unprecedented distortion and coarsening of the Russian language in the media, the Internet and, as a consequence, in the speech of our fellow citizens.

The state of Russian language culture is of concern to many people today. This is talked about and written by teachers and journalists, writers, scholars - linguists. At present, it is not possible to realize the influence of the media, especially electronic (radio and television), on the formation of a modern way of life and language. According to research data in recent decades, 70-80% of mass social information consumers receive through radio and television channels and only 20-30% through printed periodicals. The electronic mass media out of the XX and XXI centuries have the opportunity to form language norms in all age groups of millions of people. A recent survey has showed that:

- 40% of the students surveyed are confident of the negative influence of the mass media on our speech, as in today's world there is no strict control over this sphere, that is why people's speech in the media there are verbal errors, parasitic words, etc;

- 32% of respondents believe that the media positively influences a person's speech, enrich our speech with new words;

- 20% cannot give an unambiguous answer, considering that different media have different impact on the person;

- 8% believe that the media does not have any influence on the speech of a person [1].

Here is an example of the use of slangs and jargon in some famous magazines and on the television:

1) There are constant violations of the norms of the words pronunciation, both by the presenters of the programs themselves, and by the heroes of these programs, as well as by politicians and artists on the television and radio. On the radio and youth television channels (MTV, MUZTV, etc.), where the target audience is youth and adolescents, there is a huge amount of borrowed vocabulary from the English language (its American version), especially a large number of words related to fashion (trend, bow, print and etc.) and modern music (hit, demo, track, sound, etc.).

2) We read already on the first page of the teen magazine "Bravo": "victim of the main party-goer of the world", "motorcycle glamorous - pink color". Further on the pages of this magazine every now and again there are the words of youth slang: booze, carbon monoxide, Goth - party, tusanut, fanatet, trash. Let's take two more youth magazines, the readers of which are girls — ELLE GIRL and YES! Here the vocabulary differs in the orientation towards the readers — shopping, gifts to the cashier, upgrade (the word that used to be used exclusively in computer vocabulary, spread among young people), super-creative, stir up, the right young lady, make-up, lava-story, military stripes. The influence of the publication on the speech of a particular stratum of society depends on the targeting of the material to a certain age category. Sometimes you go to the site, for example, "Vkontakte" (even the name is written in violation of spelling norms) and one can wonder how and how illiterate people can be. The words immediately rush into the eyes: "clear", "АТР", "some garbage", "PPC", "dr", "agon", "this is a fiasco bratan", "but you'll be in contra?" [2].

Thus, the modern media, overcoming the traditional boundaries of the functional styles, tend to approach the level of the average philistine, consumer of mass culture as much as possible, try to speak his language. And since the thinking level of the average linguistic personality is largely formed precisely through the media, as it is they who make up the most authoritative speech environment for many native speakers. Reading newspapers, listening to the radio, watching TV and the Internet – these are the areas of speech activity, in which "standards", "norms", "aesthetics" for the

mass media of the language are formed. The modern people often see the world through the eyes of the media. The media are beginning to claim a normative role in the Russian language culture.

To sum up, having carried out the research, I have been convinced that to a large extent the media negatively affect the speech of the person, in particular schoolchildren and students. Because of the illiterate speech of the announcers, journalists, TV presenters, we ourselves do not speak correctly.

References

1. Влияние СМИ на формирование русского языка [Electronic resource] //URL: <https://e-koncept.ru/2016/86586.htm> (date of the application: 01.02.2018).
2. Влияние СМИ на уровень речевой культуры [Electronic resource] // URL: <https://www.proza.ru> (date of the application: 25.01.2018).

VOLUNTEERING IS ONE OF THE BEST WAYS OF IMPROVING ENGLISH

M.V. Nadeina

Scientific adviser associate professor L.V. Nadeina
National research Tomsk polytechnic university, Tomsk, Russia

When we hear the word “volunteer” for the first time, we think about people who spend their free time working in hospitals and trying to help sick people or picking up clothes and food for disaster victims. We call people “volunteers” if we know them to go to the poorest countries in Africa to fight poverty and to teach children to read and write in these countries. But now we know that it is not quite so because volunteering covers a lot of areas.

The name “voluntaries” comes from the Latin word meaning “willingly” because people were supposed to do something of their own free will. And at present time Wikipedia says that “volunteering is generally considered an altruistic activity where an individual or group provides services for no financial or social gain “to benefit another person, group or organization”. [4] It is known that volunteering is renowned for skill development, and it is intended to promote goodness or to improve human quality of life.

Volunteering is considered to go back to the beginning of XX century. This is explained by the fact that after the First World War a lot of people appeared who were ready to help victims of war. The first volunteer organizations were developed after World War I.

At present time volunteering is a powerful social movement, having its organizations all over the world. Every person can be a volunteer if he/she wants to devote his/her free time to voluntary labour, and if he/she is a very responsible. As it is said before, volunteering is a charity work. In point of fact, volunteers don't make money working a lot, but they get moral satisfaction because they understand that they do something great and useful.

It is known that volunteering can be uncoordinated. Everybody can do something that other people didn't do: for example, to put the fire out, to scrape the litter left by picnickers, to feed squirrels and birds in the parks, to clean the bottom of the lake, to plant trees, and so on.

Nowadays it is beyond argument that volunteering is developed in a student community. The question that has to be answered is why a student wants to be a volunteer. There are a lot of reasons to explain the student's decision to be a volunteer: for example, some students want to help people without compensation, others try to get additional knowledge and skills. Some students are known to want to be a volunteer because they want to extend a circle of friends and acquaintances.

It has been proved that students are strongly motivated to be a volunteer if they deal with the volunteer's field of activity which they like best of all: for example, sport (so long as a student is a sportsman). That's why a student can be a volunteer at the international sports competitions. Working as a volunteer at such kind of sport competitions, a student has got a great opportunity not only to practice English but to improve English.

It must be conceded that student community is a specific social group. A word “student” derived from Latin means a hardworking person mastering knowledge. Students are usually girls and boys of 18-22, that's why they are active, energetic and communicative.

Working as a volunteer at the international sport competitions, students meet sportsmen from different countries (English-speaking countries and non-English-speaking countries). It should be noted that it is easy to speak to the sportsmen from non-English-speaking countries because English for them is not the native language. They make English sentences as Russian students do. Therefore, Russian volunteers communicating with the sportsmen from non-English-speaking countries overcome a language barrier easily. It helps volunteers to practice English and add an active vocabulary. At the same time the volunteers, communicating with sportsmen from English-speaking countries, will be able to enrich their active vocabulary.

So long as sportsmen who take part in the competition are young people, they can't live without their mobile phones. That is why both athletes and volunteers can use their mobile phones to organize their life during the competition.

To understand sportsmen from different countries (especially native speakers) is to know type of slang which deals with SMS. [1] It is rather difficult but it is possible to study youth slang communicating with native speakers. [3]

During the competition athletes and volunteers can make friends, they can spend a lot of time together singing songs, watching and discussing films, playing different games. New words which volunteers can hear will enrich their vocabulary, and they can make a good progress in pronunciation, singing songs or repeating words after native speakers. There are a lot of difficulties in pronunciation in the English language. It is rather difficult, for instance, to pronounce

*СЕКЦИЯ 19. ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ И НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО. ПОДСЕКЦИЯ 1.
ПРОБЛЕМЫ МЕЖЪЯЗЫКОВОЙ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ КОММУНИКАЦИИ
В УСЛОВИЯХ ГЛОБАЛИЗАЦИИ*

bilabial, labiodental and interdental. Communicating with the native speakers, a volunteer will be able to improve her/his English pronunciation. For example, the volunteer can practice tongue-twisters:

1. William always wears a very warm woolen vest in winter;
Victor, however, will never wear woolen underwear, even in the Wild West.
2. William was not very willing to wait.
3. Didn't this waiter work in Washington last winter?
4. No sweat without some sweat.
5. Where there is a will there is a way.
6. Everywhere we saw the white snow.
7. Wealth is nothing without health.
8. First think then speak.
9. These are three brothers,
these are their father and mother,
this is their other brother.
10. Thirty-three thousand three hundred and thirty-three.
11. Three things on this side and six things on that side.
12. That fish has a fat fin,
this fish is a fish that has a thinner fin than that fish.

Sportsmen are known to be very superstitious. If volunteers go in for sport themselves, in the process of communication they can find out rituals and superstitions of athletes from different countries, and compare them with the rituals and superstitions in our country.

Every athlete believes that if they perform a specific ritual before the competition, it will improve a performance. There are a lot of rituals: they range from the foods which sportsmen eat or drink to the clothes which the athletes wear or the music which sportsmen listen to. And if sportsmen have an excellent performance, they usually attribute their success to those unusual circumstances and soon they attempt to recreate it before their every competition.

Communicating with the athletes from different countries, volunteers can find out a lot of interesting and funny superstitions, and they can compare them with the superstitions in our country and say which superstitions are similar to those in Russia. For example, people in Great Britain and Russia are known to believe in black cat, but in Russia if a black cat crosses your path, it is bad luck; whereas in England if you meet a black cat, it is good luck. To spill salt is one of the traditional superstitions both in Russia and England and it is bad luck, but if you spill salt in England, you should throw it over the shoulder to counteract the bad luck. As for Russia no one will throw salt over the shoulder. There are a lot of similarities in superstitions in Russia and other English-speaking countries, and learning them we get to know customs and traditions of these countries.

Therefore, working as a volunteer at the international sport competitions, and communicating with athletes from different countries, you will be able not only to make friends, get to know a lot of interesting things about these countries, but you will improve English having enriched your vocabulary.

References

1. EnglishFull.ru // Youth slang in modern English language [Electronic resource] // URL: <https://english.ru/znat/angliyskiy-slang.html> (date of the application: 04.02.2018).
2. Isaac A.R. "Mental Practice – Does it Work in the Field?" *The Sport Psychologist*, 1992. – №6. – P. 192-198.
3. Pavlova N.V., Kuleshova Y.A. Slang as a Part of the English language. *English*, 2003. – №32. – P. 5-10.
4. Википедия [Electronic resource] // URL: <https://ru.wikipedia.org> (date of the application: 02.02.2018).

CYBERSPORT AS A LINK OF HUMANITY

D.A. Osmolovsky, S.A. Krasnoshtanov

Scientific adviser associate professor N.Yu. Gutareva

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

I would like to submit to your attention to the project on the subject "cybersport as communication of mankind".

The purpose of our work is to study communicative properties of cybersport. To realize its nature, it is necessary to understand what communicativeness.

Communication is the purposeful process of information exchange between two and more participants by means of language, nonverbal means and components of other sign systems generated by requirements of joint activity in which there is a coordination of meanings and actions.

Let us dwell on the types of communications:

Intra personal — a communication arising in the individual as the person tells it with himself.

Inter personal — a communication with other person.

Communication is small group — a communication of people in-group, taking into account opinion of everyone.

Public communication — a communicativeness of too big group that the opinion of everyone was considered.

Personal — a casual exchange of information between people at a meeting [1].

What is cybersport?

“Cybersport, also referred to as computer sports or electronic sport, is a kind of competitive activity and special practice of preparing for competitions based on video games, where the game provides an interaction environment for control objects, providing equal conditions for a person to compete with a person, or a team with a team” [2]. As a sport it has been recognized in Russia.

The simplest definition of it is a competition of people with each other, in the computer games.

And in what communication of people? To answer we will address sources of origin of cybersport.

The history of cybersport has begun since 1997 when the first tournament in discipline of Quake has been held! The history of eSports began with the game Doom 2, which had a mode of network game through the local computer network. Thanks to the popularity of the game Quake, in 1997 in the USA the first league of cyber sportsmen — Cyber athlete Professional League appeared.

And since then cybersport competitions are held worldwide including international.

The most significant international tournaments are ESWC, ESL and WCG.

In brief I will tell about each of them!

WCG - the largest international championship on cybergames which was annually held from 2000 to 2013 by World Cyber Games. The sponsors of this tournament were Samsung and Microsoft. The games always began with the opening ceremony by analogy with the Olympic Games!

ESL - has been founded in 1997! It is one of the largest and the oldest cybersports league. There are on the website of ESL more than 3.500.000 users, 821.907 teams are registered and more than 10.000 matches are daily played.

The annual competitions in the computer games, are held since 2003 within the Cybersports ESWC tournament! It is one of the oldest and most prestigious cybersports tournaments.

As for recognition in Russia, Russia became the first country in the world to recognize eSports as the official sport. This happened on July 25, 2001, on the orders of the previous head of the State Committee for Sport of Russia Rozhkov Pavel Alekseevich.

After changing the leadership and renaming the State Sports Committee of Russia to the Federal Agency for Physical Culture and Sports, and also in connection with the subsequent introduction of the All-Russian Register of Sports (RVS), it was necessary to repeat the procedure for recognizing computer sports on March 12, 2004, by order of the head of the State Committee for Sports of Russia Vyacheslav Fetisova .

In July 2006, e-sports was excluded from the All-Russian Register of Sports due to the fact that it did not meet the criteria necessary for inclusion in this register: development in more than half of the constituent entities of the Russian Federation and the existence of an all-Russian physical culture and sports register association.

In 2014, the Russian State University of Physical Culture, Sports, Youth and Tourism launched the educational program "Theory and Methods of Intellectual Sports (Cybersport)".

On June 7, 2016, the Ministry of Sport issued an order to include computer sports in the register of official sports of the Russian Federation [2].

On April 13, 2017, the Ministry of Justice of Russia registered the Order of the Ministry of Sport of the Russian Federation of March 16, 2017 No. 183 "On the recognition and inclusion in the All-Russian Register of Sports Sports disciplines, sports and changes in the All-Russian Register of Sports." In accordance with this order, computer sport was transferred to the second section — “sports that are developed at the all-Russian level”. This means that it became possible to hold in Russia the official championship of the country, the appearance of ranks and titles for computer sports. In the same section are all the "traditional" sports — football, hockey, basketball, etc.

Since July 5, 2017, in accordance with the order of the Ministry of Sport of the Russian Federation No. 618, the Federation of Computer Sports of Russia has been accredited by the sports federation for the sport of “computer sport”.

In addition, we can consider the dynamic of global gaming software revenue thanks to this graph.

Newzoo has predicted development of the market of video games until the end of 2017 and has designated key events on this piece. On average the market of video games will grow for 8,1% a year and will reach \$102,9 billion in 2017. In 2014 Apple, GungHo Online Entertainment and King will be earned on games more, than Nintendo, and 82% of growth by \$6 billion (to \$81,5 billion) will provide the countries of the Pacific Rim.

In 2015 mobile games will bring at \$100 million more, then console, and on retails in the USA less than 20% of revenue in the country is necessary. In 2016 China will become the largest market with a turn to \$25 billion, Tencent will occupy 10% of the world market of video games, and the number of players in the whole world will exceed 2 billion people.

In 2017 the share of mobile games will grow to 35%, or \$35 billion, the proceeds from MMO games will make \$24 billion and will exceed a turn console, and on the countries of the Pacific Rim 49% of the world market is necessary[3].

Here so, for a small period computer games have absorbed the third part of all population of the planet.

The first and most popular online game that has given to cybersport huge popularity is Counter-strike! The counter-strike - popular multiplayer game in a genre of command shooter from the first person that was a predecessor of cult series of computer games!

Besides the paid tournaments of the best players there are more local players, actually in what the sense of the project is put.

By means of online services of distribution of computer games, such as Steam, uPlay, Origin etc. Players of the whole world unite in one global network. playing from different game platforms, such as, the personal computer, PS, xBox and others. People start friendship, communicate, compete, learn news from the different countries and study the foreign words and customs of other people.

The cybersport and online games is the World Wide Web connecting multimillion public of players from the different countries thanks to which, people communicate, share news play with each other.

**СЕКЦИЯ 19. ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ И НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО. ПОДСЕКЦИЯ 1.
ПРОБЛЕМЫ МЕЖЪЯЗЫКОВОЙ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ КОММУНИКАЦИИ
В УСЛОВИЯХ ГЛОБАЛИЗАЦИИ**

In addition, playing computer games forms reaction, logical thinking (it depends on concrete discipline, of course, but, as a rule, so), tactical thinking, ability to work in team, to make decisions here and self – discipline etc.

Summing it up, we want to tell that influence of online games influences very strongly communicativeness among all age categories.

References

1. Коммуникация [Electronic resource] // URL: [https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9A%D0%BE%D0%BC%D0%BC%D1%83%D0%BD%D0%B8%D0%BA%D0%B0%D1%86%D0%B8%D1%8F_\(%D1%81%D0%BE%D1%86%D0%B8%D0%B0%D0%BB%D1%8C%D0%BD%D1%8B%D0%B5_%D0%BD%D0%B0%D1%83%D0%BA%D0%B8\)](https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9A%D0%BE%D0%BC%D0%BC%D1%83%D0%BD%D0%B8%D0%BA%D0%B0%D1%86%D0%B8%D1%8F_(%D1%81%D0%BE%D1%86%D0%B8%D0%B0%D0%BB%D1%8C%D0%BD%D1%8B%D0%B5_%D0%BD%D0%B0%D1%83%D0%BA%D0%B8)) (date of the application: 02.02.2018).
2. Киберспорт [Electronic resource] // URL: <https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9A%D0%B8%D0%B1%D0%B5%D1%80%D1%81%D0%BF%D0%BE%D1%80%D1%82> (date of the application: 04.02.2018).
3. Аудитория видеоигр [Electronic resource] // URL: <https://kanobu.ru/news/auditoriya-videoigr-dostignet-2-mlrd-chelovek-v-2016-godu-372606/> (date of the application: 02.02.2018).

THE PROBLEMS OF THE FOREIGN POEMS TRANSLATION

N.A. Selivanov, R.M. Absalyamov

Scientific adviser associate professor N.Yu. Gutareva

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

A poem translation is special kind of literary translation. S. Marshak, K. Chukovskiy, M. Tsvetaeva and many others dedicated their works to it. However, problem of a literary translation remains opened in both theoretical and practical ways.

The purpose of the work is to identify the main problems of the foreign poems translation.

The peculiarities of a poem translation are written because of the specialties of the texts. Let's analyze them on their phonetic, lexical and syntactic aspect.

The syllables of a poetic language are organized. Every word is in its place. The certain era, historical events, political and social situation have different value and literary effectiveness. An author can use archaisms, dialect words, neologisms or slang as an artistic method. A broken word order is a usual thing. [1]

The main feature of poetic translation is its relatively free form. A strict composition and convention of a poetic language don't give an opportunity to find a direct correspondence in another language. Also, rhyme always causes trouble with a direct translation.

In addition, a translator must save its print time of an original poem writing era. A translator should bring a poem closer to its reader but must not modernize it fully. Even though he must create the atmosphere of the past, which a reader could understand truly. Thus, an interpreter facing a paradox because he should save poem originality, its print time while making a poem easier for today's reader. [1]

Another problem is an old-aged question about translation preciseness and how it sounds. It is due to the fact that translation is reflection of the original poem literary reality and it must recreate form and content of the original in complex.

Due to impossibility of comparing different languages by their nature, there are two types of translation which are opposite to each other: depended and independent. [3]

In independent translation an interpreter reads a poem, takes the spirit and the main idea of the original and then recreates it in another language without saving its original form. [3]

Those who use dependent type of translation try to copy an original form in first place. They try to save a size, a line order, a rhyme order, a rhyme type, a sound organization specialty. They are convinced that it helps to save author individual style. [3]

But the form and content are not isolated; together they create a wonderful poetic work. Therefore, neither dependent type nor independent can recreate truly the original poem. [3]

We will use G. G. Byron's poem "She walks in beauty" with S. Y. Marshak translation as an example:

She walks in beauty, like the night
Of cloudless climes and starry skies;
And all that's best of dark and bright
Meet in her aspect and her eyes:
Thus mellow'd to that tender light
Which heaven to gaudy day denies.
One shade the more, one ray the less,
Had half impair'd the nameless grace
Which waves in every raven tress,
Or softly lightens o'er her face;
Where thoughts serenely sweet express
How pure, how dear their dwelling-place.
And on that cheek, and o'er that brow,
So soft, so calm, yet eloquent,

The smiles that win, the tints that glow,
But tell of days in goodness spent,
A mind at peace with all below,
A heart whose love is innocent! [2]
Она идет во всей красе —
Светла, как ночь её страны.
Вся глубь небес и звёзды все
В её очах заключены.
Как солнце в утренней росе,
Но только мраком смягчены.
Прибавить луч или тень отнять
И будет уж совсем не та
Волос агатовая прядь,
Не те глаза, не те уста

И лоб, где помыслов печать

так безупречна, так чиста.

А этот взгляд, и цвет ланит,

И лёгкий смех, как всплеск морской,

Всё в ней о мире говорит.

Она в душе хранит покой.

И если счастье подарит,

То самой щедрою рукой. [2]

It is independent translation: rhyme order is saved but strophe size is changed, each strophe has the similar meaning expressed with other words. Direct translation cannot be used because there are no synonyms for it which can create rhyme. Marshak uses archaic word forms (краса, иль, уста) where Byron used regular words and regular words where Byron used slang.

In conclusion, we dare say that the following problems can be marked:

There are no direct matching words in different languages or they cannot be used in translation;

Translated poem must be close to today's reader but still must save it's print time of the original one;

An interpreter must choose between fancy and precise translation.

There are two types of translation they cannot recreate sense and beauty of the poem in their complex.

References

1. Naumenko O. V. Features of poetic translation [Electronic resource] // URL: <http://www.alba-translating.ru/ru/articles/2013/685-naumenko.html>, free (date of the application: 18.01.2018).
2. English poems with translation: Byron "She walks in beauty" [Electronic resource] // URL: <http://imadin12.narod.ru/entexts/byron2.html>, free (date of the application: 19.01.2018).
3. Specificity of literary translation. Problems in the translation of poetry [Electronic resource] // URL: http://studbooks.net/1192469/literatura/problemy_perevode_poezii, free (date of the application: 18.01.2018).

THE INFLUENCE OF FOREIGN WORDS ON RUSSIAN LANGUAGE

A.A. Abramova, A.V. Stamati

Scientific adviser associate professor N.Yu. Gutareva

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

One of the actual issues of our time is the borrowing of international words in the Russian language, which is becoming more and more. Foreign words overfill Russian speech, displacing Russian words.

Borrowing foreign words is one of the ways to develop a modern language. Language always reacts quickly and flexibly to the needs of a society. Russian people in the course of their history have had various connections with people from all over the world. As a result numerous foreign words borrowed into the Russian language from other languages.

There are times when foreign words are allowed, but at other times they are judged negatively. Nevertheless, one part of the borrowed words enters the language, and the other is rejected.

Attitude to foreign words is changing in society. The process of borrowing is normal for the development of language. To tell you the truth, not all languages are susceptible to foreign influences. It depends on various factors. For example, it depends on geographic factors.

The change in the lexical composition of a language is often associated with changes in other aspects of the life of the people, society, including the emergence of new technical devices.

The number of borrowed words in the Russian language is calculated at tens of thousands, and the borrowing process takes place at different times [4].

Foreign words in the Russian language have long been the subject of close attention and discussion of scientists, public figures, writers.

The scientists were interested in the place taken borrowed words in the vocabulary of the Russian language, from which languages the words are borrowed most, what is the reason for borrowing, do not foreign words contaminate the native language.

However, borrowing words is a natural and necessary process for the development of any language. Lexical borrowing enriches the language and usually does not harm its identity, since it preserves the basic, "own" vocabulary, and in addition, the grammatical structure inherent in the language remains unchanged, the internal laws of language development are not violated. Some words came to us a long time ago, and now only linguistic scientists can define their "foreignness" [2].

The main external reason is the borrowing of a word along with the borrowing of a thing or concept. For example, with the appearance of such things as a car, a conveyor, a radio, a movie, a television, a laser, and many others, Russian names also entered into the Russian language. The majority of borrowings are related to the development of science, technology, culture, economy, and production relations.

Another reason is the need to designate some special kind of objects or concepts.

Most often, the need for naming objects and concepts arises in various branches of science and technology, so there are so many foreign scientific and technical terms [3].

Finally, the borrowing of new words is conditioned by the influence of foreign culture, dictated by the fashion for foreign words.

Summarizing, we would like to note, no matter how a new word was formed; only the justified use of borrowed vocabulary adorns and develops the language.

**СЕКЦИЯ 19. ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ И НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО. ПОДСЕКЦИЯ 1.
ПРОБЛЕМЫ МЕЖЪЯЗЫКОВОЙ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ КОММУНИКАЦИИ
В УСЛОВИЯХ ГЛОБАЛИЗАЦИИ**

On the one hand, borrowing without measure clogs the speech, making it not for everyone understandable. Excessive, inappropriate, unreasonable use of borrowing leads to the formation of ridiculous phrases. But on the other hand, borrowing is the development of language vocabulary, and it is impossible to reject this natural process.

Nevertheless, the beauty of the language lies in its identity, brightness and expressiveness. “Take care of the purity of the tongue, as a shrine! Never use foreign words. The Russian language is so rich and flexible that we have nothing to take from those who are poorer than us.”, - said I.S. Turgenev [1].

References

1. Мудрые мысли. Иван Сергеевич Тургенев [Electronic resource] // URL: http://www.epwr.ru/quotation/txt_410.php (date of the application: 02.02.2018).
2. Английские заимствования в русском языке: 120 часто употребляемых слов [Electronic resource] // URL: http://englex.ru/english-borrowings-in-russian/?admitad_uid=92dcb3df8bfe837117c1b982cf7b1275 (date of the application: 02.02.2018).
3. Заимствования в современном русском языке [Electronic resource] // URL: <http://mirznanii.com/a/51765/zaimstvovaniya-v-sovremennom-russkom-yazyke> (date of the application: 02.02.2018).
4. Википедия [Electronic resource] // URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%97%D0%B0%D0%B8%D0%BC%D1%81%D1%82%D0%B2%D0%BE%D0%B2%D0%B0%D0%BD%D0%B8%D1%8F_%D0%B2_%D1%80%D1%83%D1%81%D1%81%D0%BA%D0%BE%D0%BC_%D1%8F%D0%B7%D1%8B%D0%BA%D0%B5 (date of the application: 02.02.2018).

THE PROBLEM OF CHINESE MIGRATION

D.A. Yatsuk, E.A. Chupina

Scientific advisor associate professor E.V. Shvagrakova
National Research Tomsk State University, Tomsk, Russia

Introduction. Migration processes have become extremely crucial to the modern international relations. They became especially boisterous and, therefore, important in the beginning of the XX-th century. Research of modern Chinese migration is of current interest since China is one of the biggest providers of force throughout the world. The Chinese working overseas have changed the world to a great extent. And up to this point it continues to progress. This process is worth paying attention to as far as the consequences are tremendous and ambiguous. Scrutinizing both positive and negative facets of it could help us understand the preconditions of migration processes and improve the geopolitical situation we are facing now.

Historical paradigm. China has a great history of international relations. Furthermore, this magnificent country has always been the place where all the greatest inventions of the humankind were born. This leads us to the notorious Silk Road. That was an essential part of the international trade from 130 BCE to 1453 CE. Due to the existence of the route the western civilization obtained paper, compass, and gunpowder. Besides, among the goods that were imported from China, there were religions, syncretic philosophies, and multiple technologies. It impacted the world vastly in both economical and cultural ways, since it was the center of civilizing interaction that connected the East and West. After the fall of Byzantine Empire, the role of the Silk Road on the geopolitical stage had drastically decreased. However, it had maintained its importance by the time Safavid Empire collapsed. Due to the Opium Wars, the Golden Rush and WWI the flow of the Chinese migrants during the XVIII –XX-th CE increased. There was even a special name for the Chinese migrants – “huaqiao” (华侨). Nevertheless, after the establishment of People’s Republic of China back in 1949 the flow was stemmed by Communist party’s policy. However, during the 70-ies it was brought back to an even more prosperous existence, and now the Chinese government is currently trying to bring back the ancient China’s international trading status by creating a program called “One Belt and One Road”. This program was proposed by China’s paramount leader Xi Jinping and unveiled in 2013.

Migration statistics. The occurrence of migration is a mark that depicts the world’s rapid globalization. According to the data provided by the international migration organization (IMO), the number of migrants all over the world is about 210 million. China, apparently, is one of the most viable emigrational providers nowadays. Among the obvious reasons for the Chinese workers to emigrate there is, firstly, a large population, and, secondly, the high density of it. After the introduction of the program termed “Socialism with Chinese characteristics” (Gaijie Kaifang, 改革开放) presented by Den Xiaopin in 1970s, the Chinese obtained multifold possibilities for migration they had never had before. This reform has doubled the number of Chinese living abroad. The development of the country throughout the last four decades has helped to do away with the hostility towards the Chinese migrants. It boils down to Chinese migrants helping to filling in the gaps of the working class in the country they have migrated to. Migration of the Chinese impacts recipient countries. It gradually amends the demographical structure and the contemporary economic situation in the country by balancing the lack of labour force. However, it aggravates the interior social conflicts and criminalization within the state. The Chinese government considers the migration as a beneficial process for the country’s economy. Therefore, its control is organized on the administrative level.

Emigration preconditions. This process can be divided into four stages. Every stage has its own reasons and consequences. The first one covers the period from the ancient times to the XIX-th CE. The first migration processes started to emerge in the III-d BC, when Chinese traders travelled by the Silk Road to the West and across the sea to the East. Nevertheless, during that time migration was not as boisterous as it became later, during the time when the Silk

Road was reopened in the VII-th CE. Moreover, due to the internal problems of the state, the population was mostly concentrated in a relatively small region in the south-east of the country. It led to numerous problems such as landlessness and overpopulation. Both those factors marked the beginning of an intense international trade and exuberant migration processes. The major countries of immigration were the states of South East Asia. Later on, during the Min dynasty, the economical growth of Southeast Asia was conditioned by the Chinese traders, and they got it completely under their control. Therefore, during the Qing dynasty the economy of Southeast Asia became eventually dependent on the Chinese. During the late Qing dynasty alongside with traders, aristocratic Chinese students became an essential part of the migration process. They were meant to gain cutting-edge technologies and knowledge in the West. That meant to aid the Chinese modernization at the time.

The second one spans from the fall of the Qing dynasty to the establishment of the PRC. In the beginning of the XX-th CE the massive migration from China was still an ongoing process. However, the 1920-ies migration was impeded by a new visa exit regime. More than that, the new migration policy of the West was discouraging the Chinese of immigrating as well. Thus, the largest recipient countries were situated in the South East Asia. During the economical crisis of the 1930-ies many huaqiao returned back to China since their enterprises had got bankrupt.

The third one covers the period of time between 1949 and 1978 that was accordingly marked by the establishment of the PRC and Den Xiaopin's reforms. After the revolution the flow of migrants got unraveled by the party policy. Not only the borders were strictly controlled, but also travelling within the country became a subject to the permission of the state. No matter how scarce the opportunities to migrate were, the Chinese still could study abroad or provide other countries with humanitarian or economical help. However, most of the students returned to China after their graduation. The enhancement of the Chinese diaspora throughout the world was explained by the migration of Taiwan, Macao, and Hong Kong citizens.

The fourth one began in 1978 with the introduction of the reforms and continued to our days. After the opening-up reforms the migration was launched anew. The Chinese headed abroad due to the bad environmental conditions in some regions of China, high density of the population, poverty, and massive unemployment. Most of them were occupied with laborious jobs, so the Chinese would compensate the lack of laborious workers in the countries with more prosperous and educated population.

Contemporary Chinese migration phenomenon. The reasons that underlie the new extensive Chinese migration come from the transformations of social, economical and political spheres of society by Den Xiaopin's reforms. However, the fundamental cause of a new immigrant wave is a demographic crisis, the most crucial problem of China. High density of population (138 people per km²) combined with a limited raw material resource base caused such problems as environmental pollution, poverty, and unemployment. In a few particular regions the anthropogenic impact was so high that some slices of them have lost the self-refreshing capability, and the local water was importable. All of this renders the indigenous people to abandon their motherland in order to find a better place for living. At the end of Cultural Revolution the economical depression hung over the country, so the inception of primary migration started. Poverty and unenviable standard of life motivated people to move out of China. For example, the average salary in Japan was three times more than in China. In accordance with statistics, more than 60 percent of the people at the age under 35 years old are unemployed, and this category of people is the most mobile, and it forms the main part of immigrants. Unemployment is becoming more pronounced, it molds the competition on labour market. Thus, on the one hand, the most talented and economically active people go abroad seeking for the best future; but, on the other hand, it helps to expel the excess labour force from the country.

Statistics. According to the The International Organization for Migration, the number of "huaqiao" is about 3 million people. Eventually, the total amount of Chinese expatriate community is about 40 million people. As for the geography of residence of Chinese migrants, it has spread to 151 countries. The key recipient countries are Japan (90, 4 thousand of people during 2004) and Korea (57, 8), then - the USA (51, 3) and Canada (36,5). It is worth drawing attention to the sharp increase in migration to the EU states in the early 2000-ies, first of all, to Great Britain and Spain. It can be noted that with the begging of the Den Xiaoping's reform of openness the new type of migrants has appeared. If earlier the average migrant was from the southern provinces of China without any education, who in the future could achieve success in business abroad, since the beginning of the reforms plenty of well-educated people began to leave the country to continue their education. An average "new" Chinese migrant can be marked as a man at the age of 30 with an education above the secondary one.

Along with it, Chinese migration should be noted as a growing process, which gains a cumulative effect. Its growth induces the further intensification of establishment of the appropriate organizational structures. Globalization and gradual intensification of Chinese immigration, and also its scope causes a lot of phobias and alarmist sentiments in the world. The main factor of concern is the huge population of China. American researcher R. Skeldon believes that "China can take a dominant position in the global migration, and in the end, change the nature of recipient societies" [3]. Therefore, China and the recipient countries of immigration face the following challenge: how to negotiate migration and how to regulate it. Nevertheless, the obvious preconditions for such a mass departure of Chinese citizens to other states in the long-term prospect are not yet expected. Despite some alarming forecasts, researchers do not expect that migration will increase. This will only happen if China does not pursue a targeted policy aimed at stimulating external migration.

Conclusion. The phenomenon of migration is a valid and a very effective method for economical development of the country: investments and money transmission for relatives living in China have become a significant resource for the development of the country and improvement in living conditions. Migration has become a crucial instrument for China's foreign economic strategy that is, undoubtedly, promoting the country "out" with the aid of investments, establishing corporations and enterprises, forming international brands, consolidating its position in the international market, and expanding the export of labour. Also, migration has become a factor in the country's innovative development.

*СЕКЦИЯ 19. ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ И НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО. ПОДСЕКЦИЯ 1.
ПРОБЛЕМЫ МЕЖЪЯЗЫКОВОЙ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ КОММУНИКАЦИИ
В УСЛОВИЯХ ГЛОБАЛИЗАЦИИ*

The progressive technologies brought by migrant workers from abroad have made it possible to create a considerable number of innovative enterprises and form a strategic reserve for betterment of innovative industries in the future.

References

1. Internal and international migration: Chinese perspectives / ed. by F. Pieke, H. Mallee. Richmond: The Curzon Press, 1999. 354 p.
2. Felde A. V. «Novaja» kitajskaja migracija kak faktor modernizacii KNR: masterskaja dissertacija / A. V. Felde; Uralskij federalnyj universitet imeni pervogo Prezidenta Rossii B. N. El'cina, Institut socialnyh i političeskikh nauk, Departament mezhdunarodnyh otnoshenij, Kafedra vostokovedenija. — Ekaterinburg, 2015. 122 p.
3. Skeldon R. Myths and realities of Chinese irregular migration. Geneva: IOM, 2000. 46 p.
4. Vinogradov A. Kitajskaja model' modernizacii. M.: NOFMO, 2008. 364 p.
5. Kitaj: ugrozy, riski, vyzovy razvitiyu / pod red. V. Miheeva. M.: Moskovskij Centr Karnegi, 2005. 647 p.

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие	5
Пленарные доклады	
Чубик П.С. Вклад представителей горно-геологической школы Томского политехнического университета в развитие минерально-сырьевой базы России и зарубежья	32
Парначев В.П. О роли М.А. Усова в становлении геологического образования в Сибири	35
Пасечник Е.Ю. В.А. Обручев – первый сибирский геолог к 155 - летию со дня рождения академика В. А. Обручева	41
Секция 10. ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА РУД РЕДКИХ И РАДИОАКТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ, СТРАТЕГИЧЕСКИХ МЕТАЛЛОВ	
Вергунов А.В. Тонштейны Бейского месторождения Минусинского угольного бассейна	44
Еремеева В.В. Ртуть в углях Бейского месторождения Минусинского каменноугольного бассейна	46
Запорожец Г.Л. Редкометалльный потенциал стратегических металлов Республики Тыва	48
Кенесбаев Б.К. Лампрофиры и их радиогеохимические особенности	49
Кисленко А.Б. Особенности геологического строения месторождения алмазов трубки Айхал	51
Рустамжонов Р.Р., Ишниязов Ш.Я. Модель рудно-магматической системы (РМС) уран-редкометалльного месторождения Чаркасар-I	53
Сорокин Е.И. Геологическое строение, геохимия и минералогия кимберлитовых трубок Нюрбинской и Ботубобинской (Республика Якутия)	55
Холиёров А.Т., Хамраев А.Д. Позиции размещения и особенности скарнового оловянно – вольфрамового оруденения Сукарской площади (южный Узбекистан)	57
Секция 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	
Синебрюхов К.В. Анализ темпа падения дебитов нефти и жидкости при использовании технологии многостадийного гидроразрыва пласта Юрских отложений на горизонтальном участке ствола скважины на месторождениях Западной Сибири	59
Цивелев К.В. Повторный гидравлический разрыв пласта в горизонтальных скважинах с цементируемым хвостовиком	61
Абдурагимов Ф.Р., Кегелик А.А. Осложнения при эксплуатации скважин, связанные с интенсивным выносом песка на забой	62
Айбатова А.П. Особенности интерпретации гидродинамических исследований скважин с горизонтальным окончанием	64
Айткожина К.Б., Темиргас М.М. Проблемы получения лицевого керамического кирпича из глинистого сырья Южно-Казахстанской области	66
Аксёнов А.Ю. Гибридная ступень погружного многоступенчатого лопастного насоса	67
Александров А.Н. Определение температуры насыщения модельных растворов нефти парафином	69
Алтиева А.Е. Исследование применимости полимерного заводнения для увеличения добычи нефти	71
Аникин И.В. Особенности процесса обводненности скважин при эксплуатации нефтяных месторождений	73
Асеев А.Л. Динамика жизни нефтяного месторождения	75
Афанаскин И.В., Ефимова Н.П., Ломакина О.В. Суперэлементная модель трехфазной фильтрации для управления разработкой нефтяных месторождений	77
Афанасьев Д.С., Новиков М.Н., Чеканцева Л.В. Оптические методы исследования влияния органических растворителей на свойства нефти	79
Бадрдинов В.Р. Эффективность применения кислотного ГРП в карбонатных коллекторах	81
Байрачный Д.В. Метод расчета эффективной вязкости полимерных растворов по результатам реологических исследований	82
Банчу И.А. Определение давления насыщения нестабильного конденсата для оценки качества отбираемых проб	85
Бахтияров Э.Б. Эффективность комплексного подхода к повышению коэффициента охвата неоднородных по проницаемости пластов	87
Белова С.Д. Перспективы развития технологии ASP - заводнения	89
Березовский Ю.С., Трушко А.С. Особенности разработки палеозойских отложений Томской области	91
Березовский Ю.С., Трушко А.С. Подбор оптимальной технологии разработки низкопроницаемых коллекторов горизонтальными скважинами с многостадийным гидравлическим разрывом пласта на примере месторождения С	93
Билялов А.А. Применение искусственных нейронных сетей для расчета давления насыщения пластовой нефти	95
Бочкарев П.С. Оптимизация режимов работы скважин в осложненных условиях эксплуатации на месторождении Чайво	96
Ванчев И.С., Фам Фу Лонг Гидродинамические исследования скважин методом «анализ добычи»	98
Волков П.В. Исследование и комплексное применение гидроаэромеханических методов для предотвращения гидратообразования при подготовке газа	100

Волков П.В. Современные проблемы борьбы с механическими примесями и методы их решения	102
Гамей Д.В. Особенности методов интенсификации притока на месторождениях шельфовой зоны	103
Гасанов Ф.А. Анализ и особенности классификации методов ограничения водоприток	105
Гатиятов А.Р. Исследование зависимости эффекта детандирования от состава газа, давления и температуры сырья	107
Глушков С.Ю. Особенности физико-химического воздействия на карбонатные пласты месторождений Западной Сибири	109
Городилов Д.А. Исследование процессов улавливания частиц в циклонных аппаратах при промышленной разработке углеводородов	110
Домрачев М.Е., Исаев П.В., Губайдуллин Ф.А. Опыт применения реагента «активной целлюлозной муки» для работ по выравниванию профиля приемистости и ремонтно-изоляционных работ в бобриковских коллекторах Мелекесской впадины	112
Дряхлов В.С. Эффективность применения внутрипластовой водоизоляции в карбонатных коллекторах с использованием полимерных составов	115
Ермак А.Д., Мизина Н.В. Колоночная насыпная модель коллектора для исследования изменения состава и свойств нефти в пласте парогазовыми смесями легких углеводородов	117
Ермеков Р.И. Исследование анизотропии фильтрационных свойств терригенных коллекторов	119
Зайцев А.А. Экспериментальное исследование биополимерных компонентов буровых растворов	121
Зимина Д.А. Разработка расширяющихся тампонажных смесей с нормированными свойствами эксплуатации в условиях низких и отрицательных температур	122
Зипир В.Г. Применение интегрированного моделирования при разработке и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений	124
Зырянов М.С., Чеканцева Л.В. Влияние магнитного поля на деэмульсацию водонефтяных эмульсий	126
Ивановский А.В., Тимошин М.О. К вопросу о влиянии механических примесей на деградацию характеристики электроприводных лопастных насосов	128
Измайлова Д.Ш. Использование изотопного и молекулярного состава газов для контроля разработки месторождений	129
Калашников С.Е. Цементирование нефтяных и газовых скважин зарубежных сервисных компаний	131
Капралов Д.А. Эффективность применения тепловых методов борьбы с АСПО в условиях месторождений Поволжья	133
Китаев И.В. Применение метода линий тока для задачи фильтрации двухфазной жидкости в воспроизведении эксперимента по определению функций относительных фазовых проницаемостей	135
Корнев А.И. Роль технологии «умное месторождение» для российских нефтяных и газовых месторождений	138
Королев М.И., Барышников Е.С. Обоснование технологии доизвлечения остаточной нефти из неоднородных терригенных коллекторов	140
Котов И.А., Астапова Д.А., Садретдинов Ш.Р. Оптимизированная сборка проектных вариантов разработки в ГДМ	141
Кулюкин М.В. Методы увеличения нефтеотдачи пластов	144
Курин К.К. Использование нейронных сетей для адаптации гидродинамических моделей месторождений	145
Курин К.К. Метод уточнения прогнозного подъема газовой контакта с использованием гидродинамической модели пласта по результатам исследований в пилотных скважинах	146
Тунг Л.В. Применение метода кривой падения Арпса для прогноза добычи нефти скважины N1 месторождения «Чёрный дракон», Вьетнам	148
Тунг Л.В. Применение метода долгосрочного прогнозирования водонефтяного фактора для определения максимально возможного расчётного объёма добычи нефти месторождения «Чёрный дракон», Вьетнам	150
Лучкина Д.Р. Основополагающие принципы проведения кислотных обработок в низкопроницаемых глинизированных терригенных коллекторах	152
Мамалиев И.Н., Вышегородцева Ю.В. Исследование работы средне- и высокопроизводительных ступеней электроприводных лопастных насосов при добыче вязкой жидкости	154
Мергенов А.А., Тачева С.С. Особенности эксплуатации скважин в условиях повышенного содержания сероводорода	156
Милич Йована Применение неорганических полимерных составов для внутрипластовой водоизоляции	158
Михалев Р.С., Максимова Ю.А. Технология ограничения водопритока в условиях высоковязких нефтей	160
Морев М.В. Методика модификации исходной петрофизической модели для адаптации гидродинамических моделей	161
Морев М.В. Расчет гидравлического сопротивления системы ячеек численной модели для решения задачи фильтрации	163
Мурачев И.В. Рациональный подход к ингибированию скважин в условиях повышенного солеотложения	165
Набокин И.Р. Применение методики гидравлических единиц потока при оценке фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта	167
Нгуен Бао Тоан Исследование влияния типа изоляции на образование Аспо в подводном трубопроводе на нефтяном месторождении «Золотой тунец»	168
Нгуен Динь Тхинь Мероприятия повышения эффективности нагнетания воды в фундаменте месторождений «Белый тигр» (Вьетнам)	170
Нгуен Динь Тхинь Характерные основы процесса закачки воды в залежи фундамента месторождения «Белый тигр»	172
Нгуен Тхак Хоай Фьонг Адаптивная интерпретация результатов газодинамических	

исследований интеллектуальных скважин	174
Никитин М.Н., Тимошенко В.Г. Погружной бесштанговый насосный агрегат с линейным электродвигателем для добычи нефти из малодобитных скважин	176
Никонов А.А., Сундетов М.Е. Особенности течения жидкости к скважине с трещиной гидроразрыва в низкопроницаемых коллекторах	178
Никонов А.А., Сундетов М.Е. Влияние неустановившегося режима течения на снижения коэффициента продуктивности скважин с трещинами гидроразрыва	180
Нургалиева А.А. Анализ геологического строения пласта ЮС ₂ Федоровского месторождения	182
Оприкова В.Е. Исследования реологических характеристик сшитых полимерных составов, применяемых для нефтегазодобычи	184
Орлова Е. А. Штанговые насосы для скважинных установок с канатной штангой	186
Пак Г.Х., Пантелеев Р.В. Особенности эксплуатации установок винтовых насосов в осложненных условиях	188
Пантелеев Р.В., Пак Г.Х. Комплексный подход к эффективному управлению заводнением на месторождениях	189
Полюхов Д.М. Исследование динамики образования и разложения гидрата метана в нефтяных дисперсиях в статических условиях и при перемешивании	191
Самарин А.А. Анализ эффективности использования попутного нефтяного газа для выработки электроэнергии на линейном нефтяном месторождении	193
Синебрюхов К.В. Анализ применения технологии многостадийного гидроразрыва пласта юрских отложений на горизонтальном участке ствола скважины на месторождениях Западной Сибири: выбор длинны скважины	195
Степанцова К.А., Чуйкина Д.И. Изменение состава тяжелой нефти при лабораторном моделировании процессов нефтевытеснения	197
Степико А.В. Подготовка и верификация исходных данных проницаемости для создания гидродинамических моделей	199
Субботина М.В., Мазурова А.С., Горшков А.М. Особенности применения тепловых методов воздействия на пласт для сланцевых коллекторов	201
Султанова Д.А., Хусайнов Р.Р., Боев А.С. Исследование процессов адсорбции и десорбции ингибитора комплексного действия	203
Трушко А.С., Березовский Ю.С. Анализ влияния направления ствола горизонтальных скважин на продуктивность на примере X месторождения Западной Сибири	204
Уразов Э.В. Перспективы применения комплексных технологий ограничения водопритока при разработке нефтяных месторождений	206
Фам Ван Хоанг Выбор технологии обработки призабойной зоне скважин на нефтяном месторождении «Белый тигр» (Вьетнам)	208
Фам Ван Хоанг Обоснование и выбор методов воздействия на призабойной зоне скважин применительно к условиям месторождения «Белый тигр»	210
Фам Динь Ан, Донг Ван Хоанг Адаптивная интерпретация результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин на прогнозирующих моделях	212
Фан Куок Хань Методы определения искусственного водонефтяного контакта в залежи фундамента месторождения "Белый тигр"	214
Фан Куок Хань Определение водонефтяного контакта в залежи фундамента месторождения "Белый тигр"	216
Фан Чьонг Бао Исследование образования и уровня осаждения неорганических солей в процессе добычи нефти и газа	218
Фаттахова К.В., Зарипова Н.Р., Габдуллин А.А. Анализ проблематики гидродинамической адаптации геолого-технологических моделей	220
Федоров Н.Е. Системы предупреждения гидратообразования, при добыче и подготовке газа	221
Финаев А.С. Анализ современных технологий водогазового воздействия на продуктивные пласты	223
Фокин А.А. Исследование воздействия нестационарного заводнения	225
Хагай Д.Э. Интерпретация гди горизонтальных скважин низкопроницаемых коллекторов на Емеговском месторождении в программном комплексе SAPHIR	227
Харьковская Н.С. Условия формирования залежи нефти и газа в палеозойских отложениях	229
Харьковская Н.С. Влияние термообработки на реологические свойства нефти	230
Хомяков И.С. Облагораживание прямогонных бензиновых фракций на модифицированных цеолитсодержащих катализаторах	232
Хомяков И.С. Влияние модифицирующих добавок f-элементов на каталитические свойства высококремнеземных цеолитов типа MFI в процессе получения высокооктановых компонентов бензинов	234
Чан Динь Тан Сы Особенности повышения эффективности эксплуатации газлифтной скважины на месторождениях Вьетнама	236
Чемякин А.С., Сидоренко А.В. Исследование влияния ингибиторов парафинообразования на реологические свойства аномальных нефтей	237
Чернова У.В., Козлов В.В. Анализ трасс-индикаторов в извлекаемых водах нефтяных месторождений	239
Шаронова А.Е., Кожевников И.С. Исследование нефтей Томской области с использованием вибрационного вискозиметра «Реокинетика»	241
Шатова М.Н., Горшков А.М., Хомяков И.С. Влияние температуры на коллекторские свойства сланцевых пород в процессе пиролиза	243
Шишканов Д.А. Геофизические методы контроля за разработкой месторождений. Метод спектральной шумометрии. прибор SNL-HD	245

Шишкина Е.О. Анализ эффективности метода повышения нефтеотдачи с помощью композиции щелочь-полимер-пав	246
Шурпик С.С. Использование вентильно-реактивных двигателей в нефтегазовой отрасли	248

Секция 12. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ, АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Стрижак П.А. Проблемы обеспечения надежного энергосбережения и устойчивой работы систем автоматизации на объектах нефтепромыслов	251
Айкина Н.С., Андрианова Е.А. Автоматизированная система управления работой подогревателя в блоке нагрева сырья системы слива нефтепродуктов	253
Акулов К.А. Влияние оребрения на тепловую характеристику теплообменника	255
Андрианова Е.А., Балахнина Ю.Е. Применение термопреобразователей в системах контроля температуры при транспортировке обводненной нефти	257
Анохин И.М., Космынина Н.М. Разработка программных средств для исследования токоведущих частей электрических станций и подстанций	259
Виноградов А.С., Космынина Н.М. Анализ электроснабжения НГДУ "Сургутнефть"	261
Гавриленко А.Ю. Тушение лесного массива в условиях подачи воды по периметру возгорания вблизи объектов нефтегазовой промышленности.	263
Жарков Д.В. Система активной молниезащиты на базе устройства защиты распределительных сетей нефтяных месторождений	264
Жидов С.С., Космынина Н.М. Электроснабжение нефтяных месторождений на севере Томской области	266
Зайцев А.С., Егоров Р.И. Мелкодисперсное распыление водо-угольных топлив мощными лазерными импульсами	268
Клепцов К.Г. Управление процессом электроснабжения Мыльджинского месторождения ОАО "Томскгазпром"	270
Коршунов В.С. Стабилизация параметров гидравлических испытаний линейной части магистральных трубопроводов в неизотермических условиях	272
Кралинова С.С. Измерение теплофизических параметров лесных горючих материалов вблизи объектов нефтегазовой промышленности	274
Лаврентьев Г.В., Пискунов М.В., Хомутов Н.А. Эффективные условия охлаждения элементов корпусов теплотехнического оборудования неоднородными жидкостями	276
Мартова С.В. Автоматическая система управления мобильными энергетическими объектами	278
Мясина М.А., Космынина Н.М. Обзор систем возбуждения турбогенераторов	280
Нигаи А.Г. Экспериментальное исследование инициирования горения гелеобразного топлива горячей частицей	282
Нигаи А.Г. Автоматизированная система контроля и управления температурой в климатической камере на базе ПЛК ЭЛСИ-ТМК	284
Няшина Г.С. Оценка экологических индикаторов сжигания суспензионных угольных топлив с примесью перспективных растительных компонентов	286
Пинчук Б.Ю. Тушение низового возгорания бореальной зоны массивами воды вблизи объектов нефтегазовой отрасли	288
Ткаченко П.П., Белоногов М.В. Газификация промышленных отходов непрерывным лазерным излучением	288
Цаан В.В. Критерии оценки эффективности выбора вариантов исполнения ВЛ	290
Щенникова О.С. Автоматизированная система приготовления эмульсий и суспензий на нефтегазовой промышленности	294
Шихман М.В. Разработка алгоритмов функционирования подсистем технического зрения для автономных подвижных объектов на предприятиях топливно-энергетического сектора	296
Ярмонов В.В., Космынина Н.М. Использование программных средств для анализа продолжительных режимов объектов электроэнергетики	297

Секция 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ ПОДСЕКЦИЯ 1 – УГЛЕВОДОРОДНОЕ СЫРЬЕ

Ерофеев В.И. Современные процессы переработки углеводородного сырья	300
Власова Н.Д., Ильков В.И., Егорова Л.А. Синтез вольфрамвисмутитовой кислоты и ее солей кобальта и никеля, перспективных катализаторов переработки углеводородного сырья	302
Байкова Н.А. Модификация полидидециклопентадиена органофильными глинами	303
Восмериков А.А., Восмерикова Л.Н. Ароматизация C ₃ , C ₄ -алканов на Zn-содержащем цеолите структурного типа MFI	306
Герман Д.Ю. Исследование трибологических характеристик композиций на основе полидидециклопентадиена	308
Гончаров А.В., Кривцов Е.Б., Головкин А.К. Термическая деструкция компонентов гудрона в процессе акватермолиза	309
Джалилова С.Н. Превращение пропан-бутановой фракции в ароматические углеводороды на цеолитсодержащих катализаторах	311
Еремеева А.М., Нелькенбаум К.С., Потехина Т.А. Способ улучшения качества товарного дизельного топлива	313
Морозов М.А., Жук Е.Е., Журавков С.П. Влияние порошков кобальта на термokatалитические	

превращения нефтяного парафина	315
Илолов А.М., Будняк А.Д., Курашов И.А. Влияние пероксида водорода на процесс превращения этанола в дивинил на ZNO/AL ₂ O ₃ – катализаторе	317
Иовик Ю.А., Кривцов Е.Б., Головко А.К. Состав продуктов крекинга окисленного вакуумного газойля	320
Казак Д.В., Соломатин В.П. Сравнительная характеристика гликолей, применяемых на установках абсорбционной осушки газа	322
Калинина Т.В., Волкова Г.И. Влияние ультразвуковой обработки на свойства растворов нефтяных асфальтенов	324
Кошкина О.Д., Величкина Л.М. Влияние модифицирования порошками металлов на свойства ZSM-5 в процессе совместной конверсии пропан-бутановой фракции и гептана	326
Леодорова Л.С., Волкова Г.И. Комплексное влияние ультразвуковой обработки и полимерной присадки на структурно-механические свойства нефти	328
Мамедова Г.А. Рентгенографические исследования магнийзамещенного природного цеолита	330
Маслиенко М.М., Педаш Д.В., Хасанов В.В. Конверсия попутных нефтяных газов C ₃ -C ₄ в арены на цеолитных катализаторах	331
Мордвинова Ю.Н., Ильина А.С., Лоскутова Ю.В. Влияние химических реагентов на агрегативную и седиментационную устойчивость водонефтяных эмульсий	333
Морозов М.А., Акимов А.С., Восмериков А.В. Термокаталитические превращения нефтяного парафина в присутствии порошков карбида вольфрама	335
Морозова А.В., Волкова Г.И. Влияние ультразвуковой обработки на структуру нефтяных смол, выделенных из осадков нефтяной системы	337
Морозова А.В., Шаповалова М.А., Волкова Г.И. Влияние нефтяных смол на процесс релаксации растворов нефтяного парафина, обработанных в ультразвуковом поле	340
Мулява Е.В., Покрова С.Е., Хасанов В.В. Получение жидких углеводородов из пропан-бутановой фракции ПНГ на модифицированных цеолитных катализаторах	342
Нажису, Лу Сянго, Ерофеев В.И. Исследование совместимости между полимерным молекулярным клубком и поровым каналом пласта для повышения нефтеотдачи пластов	344
Нгуен Ван Тхань, Старовойт М.В., Хаялиева Л.Р. Защитные покрытия на основе нефтеполимерных смол	346
Ошлыков В.Е., Патракеев В.О. Перспективы использования газогидратов в качестве источника энергии	348
В.А. Пивовар, Е.В. Попок Исследование каталитической активности вольфрам-кобальтового порошка в синтезе углеводородов из синтез-газа	350
Саврасова Е.А., Литвинец И.В. Влияние модифицированных нефтеполимерных смол на температуру застывания и осадкообразование модельных систем	351
Солдаева А.А., Свириденко Н.Н., Головко А.К. Деструкция смолисто-асфальтеновых компонентов природных битумов на мезопористых алюмосиликатах	353
Степанов А.А., Коробицына Л.Л., Восмериков А.В. Исследование активности MO/ZSM-5 катализаторов, полученных с использованием различных форм цеолита, в реакции дегидроароматизации метана	355
Та Куанг Кыонг Исследование набухания полидициклопентадиена в ксилоле	357
Таракановская А.Н., Тарновская О.Д., М.А. Поздняков М.А. Исследование физико-механических свойств композиций полипропилен/оксид алюминия с добавлением нановолокон AL ₂ O ₃	359
Тарновская О.Д., Таракановская А.Н., Поздняков М.А. Влияние технологии введения углеродных нанотрубок разного типа на физико-механические и электропроводящие свойства саженасыщенных композиций	361
Федорова Т.В., Герасимова Н.Н. Превращения азотсодержащих оснований смолистых компонентов битуминозной нефти Ашальчинского месторождения при термической обработке	363
Чувашов К.К., Морозов М.А., Восмериков А.В. Переработка тяжелого углеводородного сырья с использованием золь молибдена	365
Якимова В.А., Филиппова М.Ю. Использование водомасляных эмульсий с применением модифицированных нефтеполимерных смол	367

ПОДСЕКЦИЯ 2 – ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ

Алтынов А.А., Богданов И.А., Киргина М.В. Исследование возможности использования стабильного газового конденсата в качестве компонента автомобильных бензинов	369
Аматова Б.К., Киргина М.В. Исследование свойств авиационного керосина	371
Аркенова С.Б., Небогина Н.А. Ингибирование асфальтосмолопарафиновых отложений водонефтяных эмульсий нефти Верхне-Салатского месторождения	372
Арменинова А.А. Моделирование процесса отстаивания при промышленной подготовке нефти	374
Астурян Д.Э., Лоскутова Ю.В., Литвинец И.В. Влияние депрессорных присадок на вязкостно-температурные характеристики высоkozастывающей нефти	376
Афанасьева Д.А., Белинская Н.С., Е.В. Францина Е. В. Сравнение технологий каталитической депарафинизации дизельных топлив	377
Баклашкина К.А. Удаление серосодержащих соединений из дизельной фракции в процессе окислительного обессеривания	379
Бедарева Е.К. Исследование влияние температуры на процесс каталитической депарафинизации и оптимизация технологического режима	381
Бердникова А.А. Исследование процесса каталитической депарафинизации для производства	

дизельных топлив различных классов	383
Богданов И.А., Алтынов А.А., Киргина М.В. Исследование свойств и фракционного состава прямогонных дизельных топлив	385
Веревкин Е.В., Майлин М.В., Афанасьева Д.А. Исследование зависимости влияния расхода сырья на низкотемпературные свойства дизельных фракций	387
Григорьева О.В., Ситало А.В., Ялышев У.Р. Многофункциональный деэмульгатор для разрушения устойчивых эмульсий при подготовке высоковязких нефтей	388
Дмитриенко А.А. Новые аспекты по установлению марочного состава угольных пластов	390
Дюсова Р.М., Сейтенова Г.Ж. Мониторинг работы установки каталитического риформинга при условии сбалансированности металлической и кислотной активности катализатора	393
Ефимова Е.Г. Моделирование процесса каплеобразования при промышленной подготовке нефти	394
Жданов А.А. Изучение каталитической системы на основе ультрадисперсных порошков железа в синтезе жидких углеводородов по методу Фишера-Тропша	396
Золотуева Ю.С. Моделирование процесса промышленной подготовки нефти на шельфовых месторождениях	398
Зырянова И.В., Назарова Г.Ю. Определение группового состава вакуумного газойля	400
Кислицкая Е.Р. Термодинамический анализ превращения сернистых соединений в процессе гидроочистки дизельного топлива	401
Костень М.С., Киргина М.В. Разработка методики расчета фракционного состава бензинов и их компонентов по углеводородному составу	403
Лисовская Л.А. Ультрадисперсные порошки на основе железа как катализаторы синтеза жидких углеводородов из СО и Н ₂	405
Литвинова А.Е. Оптимизация систем обессеривания попутного газа на шельфовых месторождениях	407
Луценко А.С., Белинская Н.С., Францина Е.В. Сравнение относительной активности катализатора при текущих и оптимальных условиях	409
Майлин М.В., Францина Е.В., Белинская Н.С. Расчет эксплуатационных свойств дизельных топлив с применением квантово-химических методов анализа	410
Малых К.А. Экспертное моделирование процессов первичной подготовки нефти на промысле	412
Орешина А.А., Литвинец И.В. Влияние присадок на вязкостно-температурные характеристики высокопарафинистых модельных нефтяных систем	414
Полякова К.А. Компьютерный тренажер для диагностики причин-отклонений в работе установки первичной подготовки нефти	416
Свиридова Е.В., Киргина М.В. Повышение объемов производства бензинов марки АИ-98 с использованием программного комплекса «Comounding»	418
Ситало А.В., Шараф Ф.А. Синергетические смеси на основе эфиров гликолей – эффективные и экономичные антидетонационные добавки к моторным топливам	419
Соловьев Т.М. Топливные брикеты из отходов бурых углей	421
Фролова Е.В. Анализ технологии комплексной подготовки газового конденсата	423
Шафран Т.А., Назарова Г.Ю. Математическое моделирование процесса каталитического крекинга с учетом обратимости реакций	425
Щеглинина М.Е. Исследование процесса разрушения водонефтяных эмульсий	427

Секция 14. КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ

Абдуллаева Т.Л., Алкенова А.А. Микроминералогическое изучение хвостов обогатительных фабрик как техногенных месторождений цветных металлов	429
Айткожина К.Б., М.М. Темиртас М.М. Проблемы получения лицевого керамического кирпича из глинистого сырья Южно-Казахстанской области	431
Амиров А.А. Применение пневматических классификаторов для переработки минерального сырья	432
Аунг Хтут Тху, Захаров А.И. Перспективы использования отходов выращивания риса для получения композиционных материалов	434
Бабакулова Н.Б. Гипсовое вяжущее из отходов промышленности – хвостов флотации	435
Бедрицкая У.В., А.Б. Доржиева А.Б. Получение вяжущего при смешении золы, серы и битумной эмульсии с перспективой использования его в дорожном строительстве	437
Газиев У.А., Шакиров Т.Т., Рахимов Ш.Т. Пористый наполнитель для легких бетонов на основе отхода угледобычи и местных горных пород	439
Гимгин С.В., Краюхин С.А., Мамяченков С.В. Получение товарной сурьмы из промпродуктов свинцового производства	441
Гончаров К.В., Агмаджиди А.С. Определение условий восстановления титаномагнетитового концентрата с получением гранулированного металла и титанованадиевого шлака	443
Дмитриева Е.А., Урбанов А.В. Использование минерального сырья для производства вяжущих материалов	445
Доржиева А.Б., Бедрицкая У.В. Гранулированная золобитумная смесь для использования в дорожном строительстве	447
Зин Мин Хтет Теплоизоляционные материалы на основе вспененного жидкого стекла и волластонита	449
Иванова Н.А. Экспериментальное исследование процесса влагоудаления в древесной биомассе и процесса испарения жидкости со свободной поверхности	450
Махмудов Б.М. Дацитовые порфиры как сырьё пористых наполнителей	452
Мохова В.Э. Получение каталитических железосодержащих материалов из природных глин методом механоактивации	454

Мухамедбаева М.А. Использование низкосортного гипсового камня в производстве цемента	455
Николаев Е.Г. Перспектива использования выгоревших горючих сланцев природного проявления «Горелики»	457
Нимчик А.Г., Усманов Х.Л. Рациональное использование флотационных отходов в производстве строительных материалов	459
Ниязова Ш.М., Пурханатдинов А.П. Проектирование составов минеральных волокон с использованием магматических пород и металлургического шлака	461
Пильникова В.О. Исследование применимости водостойкого гидравлического магнезиального вяжущего в технологии тротуарных камней	463
Сабитова Ж.К. О возможности определения палладия на висмутомодифицированном электроде методом инверсионной вольтамперометрии	465
Савин А.С. Влияние техногенного наполнителя на свойства жидкостекольных композиций	467
Суюнов Ш.А., Камиллов Х.Х. Исследование физико-механических свойств бетона, модифицированного комплексной химической добавкой	469
Стуруа Р.И., Талахадзе Д.Г., Абшилава А.В. Оптимальная комбинированная технология переработки складированных хвостов медных упорных руд Маднеульского месторождения	470
Тахиров Дж.О. Эффективное тампонажное вяжущие на основе микронаполнителя и полимерной добавки	472
Темиртас М.М., Айткожина К.Б. Оптимизация системы входного контроля минерального сырья на предприятиях по производству строительной керамики	473
Торопков Н.Е., Антонкин Н.С. Особенности технологии 3Д-печати биокomпозитами на основе полилактида – гидроксиапатита	475
Турапов Ф.Х., Холтаева А.К. Исследование влияния суперпластификаторов на физико-механические свойства бетона	477
Умаров Ф.Ш., Усманов Х.Л. Физико-механические свойства цемента на основе глинистого сланца	479
Фролова Е.А., Амеличкин И.В. Получение безобжигового гравия на основе золы Северной ТЭЦ и технической серы	481
Хасанов М.Ш., Анисонян К.Г. Исследование процесса низкотемпературного восстановительного обжига железистой латеритной руды Буруктаьского месторождения	483
Шакиров Т.Т. Влияние добавки и температуры окружающего воздуха на прочность легкого бетона	485
Шарафеев Ш.М. Фтораммонийная обработка продуктов плазменной диссоциации цирконового концентрата	486
Эминов Ал.А., Таиров С.С. Исследования вещественного состава каолинов месторождения «Альянс»	489

Секция 15. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Антипов В.В., Епихин А.В. Оценка влияния рассола NaCl на износостойкость резины эластомера винтового забойного двигателя	491
Балашов Д.А. Определение стабильности ствола скважины в горном массиве	492
Бугаев И.В., Дацкевич С.Ю., Журков М.Ю., Юдин А.С. Эффект полярности напряжения при электроимпульсном бурении	494
Боровой В.Ю. Применение терического бура для бурения твердых горных пород	496
Головченко А.Е. Исследования зависимости угла перекоса забоя от эксцентриситета приложения удара	497
Жигарев В.А., Минаков А.В., Михиенкова Е.И. Расчетно-экспериментальное исследование использования наночастиц для улучшения свойств бурового раствора	499
Королев А.С., Черенев С.С. Анализ, моделирование и поиск способов оптимизации процессов растворения полимерных реагентов для бурения скважин	501
Кулюкин М.В., Крымов А.В. Самовосстанавливающийся цемент для повышения качества заканчивания скважин	503
Масалида И.В., Дашиев С.В. Исследование влияния неорганических дефлокулянтов на реологические и фильтрационные свойства буровых растворов на водной основе	505
Масалида И.В., Дашиев С.В. Исследование влияния органических дефлокулянтов на реологические и фильтрационные свойства буровых растворов на водной основе	507
Михиенкова Е.И. Исследование особенностей фильтрации буровых растворов с добавками наночастиц	509
Новосельцев Д.И. Аварийные работы в проявляющей скважине при невозможности ее глушения	510
Петров А.А. Разработка технологических жидкостей для разрушения фильтрационной корки в открытом горизонтальном стволе	513
Попова М.С. Учет влияния конструктивных и технологических факторов на температурный режим работы однослойной алмазной коронки	514
Рудов И.А. Формирование перечня факторов, влияющих на показатель эффективности сооружения скважин на море	516
Татаринов Д.М., Тимофеев Н.Г., Иванов А.А. О возможности применения ковшебура при разведке россыпных месторождений в криолитозоне	518
Тимофеев Н.Г., Татаринов Д.М., Петров В.Л. Особенности эксплуатации самоходных буровых установок в зимнее время	520
Фёдоров А.В., Ушаков Л.А., Епихин А.В. Исследование влияния технической воды и дизельного топлива на эластомер ВЗД при имитации его работы на экспериментальном стенде	521
Шакирова А.И. Применение технических средств комплексного действия для улучшения эксплуатационных характеристик ЛБТ	523
Щербаков Р.Э., Епихин А.В. Оценка влияния градиента температуры на износостойкость	

эластомера винтового забойного двигателя при использовании протекторных смазок для резины 526

Секция 16. ГОРНОЕ ДЕЛО. РАЗРАБОТКА РУДНЫХ И НЕРУДНЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

Айтпаева А.Р., Ж.О. Турганбаев Ж.О. Региональные мероприятия по борьбе с внезапными выбросами угля и газа	528
Алексеев Б.С. Внутритрубная диагностика магистральных трубопроводов	529
Анисимов А.Н. Разработка мер безопасности от ядовитых газов, образованных при буровзрывных работах на трубке “Заря”	531
Богданов М.А. Горизонтальный отстойник нефти гравитационного типа	533
Боюн И.С. Сухие газодинамические уплотнения	535
Жигарев Д.А. Самоцентрирование валов динамического оборудования	537
Замотин П.А., Абдрахманов И.С. Влияние применения поверхностно-активных веществ на интенсификацию процесса измельчения	539
Зверев Д.И., Лукьянец Е.В. Исследование геологических условий проявления газодинамических явлений в условиях Верхнекамского месторождения калийных солей	542
Изерский А.В. Обзор основных типов механических автобалансирующих устройств	544
Капитонов М.М. Технические решения конструкции днищ очистных блоков в неустойчивых рудах	546
Кузнецов Н.С. Крутильные колебания вала центробежного насоса при переходных процессах	549
Макарычев Н.С., Николаев А.В. Первичная статистическая обработка результатов измерений на главной вентиляторной установке подземного горнодобывающего предприятия	551
Малинин Ю.А. Влияние тектонических нарушений на эффективность разработки Эльгинского каменноугольного месторождения	553
Мельнов К.В. Исследование поперечных и продольных колебаний буровой колонны	555
Патутин А.В. Способ прессиометрических испытаний горных пород	557
Пудов М.В. Создание электронного альбома столбовых и сплошных систем разработки пластовых месторождений	559
Рахимов Ш.Т. Влияние отходов промышленности на равномерность изменения объема закладочных смесей	561
Рыбалкин Л.А., Дробчик А.Н. Вибрационный стенд и результаты экспериментальных исследований влияния упругих колебаний на скорости фильтрации газа	563
Турганбаев Ж.О. Контроль состояния угольного массива	565
Федюк Р.С., Смоляков А.К., Батаршин В.О. Развитие горнодобывающей промышленности Приморского края	567
Хайруллин Р.Р. Установка морских трубопроводов	569
Шарафутдинов Р.Р. Определение газоности пород по свободным и связанным газам на руднике ООО «Еврохим-Волгакалий»	571
Шилова Т.В. Исследование зависимости проницаемости угля от сжимающих напряжений	573
Шрайнер А.Э. Эффективность скажинного подземного выщелачивания урана при отклонении забоев технологических скважин от их устьев	575
Шубина Е.А. Бурение многофункциональных скважин с целью разведки и дегазации угольных пластов	577

Секция 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

Айтенев Р.К., Сидельников В.В. Анализ напряженно-деформированного состояния трубопровода при наличии дефекта типа коррозии ручейковой различной глубины	579
Антропова Л.Б. Технология регулирования деформационных свойств грунта	581
Бакин Ю. Разработка технологии сокращения потерь нефтепродуктов на нефтебазе ГОК город Эрдэнэт	583
Бессонова Н.С. Техничко-экономические особенности одноступенчатых систем газоснабжения	585
Бигазиева Д.О. Исследование напряженно-деформированного состояния нелинейных участков магистрального газопровода Каргалы-Астана	587
Борисов Д.И. Прогнозирование остаточного ресурса магистральных насосных агрегатов по параметрам вибрации и износа	589
Буняк О.Г. Моделирование ореола оттаивания магистрального нефтепровода	591
Быков Р.С. Повышение ресурсоэффективности эксплуатации насосных агрегатов с применением регулируемого привода	593
Воронов А.В., Долинин М.О. Разработка модели цифрового профилера и программного обеспечения для обработки результатов измерений	595
Герасина Т.А. Изучение влияния транспортируемой среды на надежность изоляционного покрытия	597
Голик В.В., Моисеев Б.В., Ковалёв Д.В. Разработка методики оценки теплового состояния нефтепроводов в многолетнемёрзлых грунтах арктической зоны	598
Гузенко С.А. Развитие методов повышения стойкости магистральных нефтепроводов к биокоррозии	600
Давыденко М.И., Ярославова Ю.Э. Анализ возникновения дефектов в процессе длительной эксплуатации полиэтиленовых газопроводов	602
Демченко Е.В. Анализ способов обеспечения безопасной работы подводных переходов магистральных трубопроводов	604
Кириллин А.А., Мисюн М.А. Исследование процесса транспортировки высоковязкой нефти с помощью модели в среде графического программирования	606

Кинзерский Ю.Ю. Исследование влияния тепловыделяющих объектов магистрального газопровода на многолетнемерзлые грунты	608
Колосков Р.В. Определение собственных частот колебания выходного фланца регулятора давления РДУ-100	610
Коршунов В.С. Стабилизация параметров гидравлических испытаний линейной части магистральных трубопроводов в неизотермических условиях	612
Логиновских В.М., Байдакова Я.С., Якупов А.У. Модернизация конструкции испарительной части термосваи	614
Машлыкин Н. А. Применение импульсного питания для сварки магистральных трубопроводов	616
Машуков Г.И. Рекомендаций по защите от коррозии подземных магистральных газопроводов	617
Меркурьев И.Е. Исследование напряженно-деформированного состояния трубопроводов, проложенных методом горизонтально-направленного бурения	619
Николаенко С. Н. Исследование напряженно-деформированного состояния газопровода- отвода с применением программной системой конечно-элементного анализа	621
Пономарев Т.Д. Обоснование физико-химических методов реновации скважин подземных хранилищ газа на основе спектральных методов диагностики состава и структуры кольматанта в призабойной зоне пласта	623
Сидельников А.В. Будущее сжиженного природного газа	624
Сидельников В.В., Айтенов Р.К. Анализ зависимости допускаемой относительной погрешности массы нетто сырой нефти определяемой при помощи СИКН от массовой доли воды и плотности	627
Синяков С.А. Исследование путей повышения эксплуатационной надежности трубопроводов, проложенных в условиях многолетнемерзлых грунтов	629
Травков А.Ю. Анализ эффективности способов диагностики нефтегазопроводов	631
Туманиян Х.А., Романов А.А. О возможности применения двухпоточных центробежных насосов для добычи нефти и газа	633
Хайруллин Р.Р. Установка морских трубопроводов	634
Хрящев М.А. Врезка под давлением в магистральный трубопровод	636
Чухарева Н.В., Борисов Д.И. Установка боновых заграждений на зимний период	638
Юркин А.А. Проектирование автоматизированной установки для очистки углеводородов	640

Подсекция 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Харламов С.Н. Процессы транспорта углеводородных вязких сред в условиях сложного сдвигового течения и тепломассопереноса в трубопроводах: подходы и методы исследования	642
Априлино Курмасела Методы вторичного вскрытия продуктивных пластов кумулятивная перфорация	644
Ахмадулин Р.Р., Коновалов А.А. Анализ эффективности абсорбционной осушки газа различными абсорбентами. расчет тарельчатого абсорбера	646
Бигаиева Д.О. Исследование напряженно-деформированного состояния нелинейных участков магистрального газопровода Каргалы-Астана	648
Бокор В.А. Изучение характеристик слоев при разделении эмульсии вода-в-масле под действием ультразвуковых стоячих волн	650
Быков Р.С. Исследование вихреобразования в несжимаемых потоках в трубопроводах с использованием ПК ANSYS FLUENT. картины процессов	652
Вакуров А.А., Куренков А.П. Абсорбционная осушка природного газа и принцип расчета абсорбера	654
Вахитов Д.Л. Моделирование виброакустических эффектов в реологически сложной среде под действием критических нагрузок	656
Власов М.С., Кучкоров И.Б., Кучкоров Х.Б., Тихонов А.С. Оценка износа эластомера винтового забойного двигателя на основе экспериментальных данных	658
Волков А.Э., Марина А.А. Математическое моделирование турбулентной сепарации нефти	660
Воронин К.С., Григорьева П.В. Разработка алгоритма автоматизированного поиска оптимальной трассы трубопровода	662
Герасина Т.А. Моделирование процессов транспорта высоковязкой нефти с предварительным подогревом	664
Голов Е.С., Ожеред Ф.А. Циркуляционная система бурового раствора. использование гидроциклонов и центрифуги для очистки раствора	666
Горбачев В.С., Хохлов А.Л. Особенности наклонно-направленного бурения и вынос шлама в его процессе.	667
Губарев М.И. Моделирование температурного режима скважины при бурении в мерзлых породах	669
Демидов Н.Ю. Гидравлический удар в нефтепроводах	671
Жамалдинов Э.Р., Черненко И.К., Очиров Б.Б. Современное состояние проблем и методов акустического воздействия на процессы добычи и транспорта нефти	673
Изерский А.В. Подготовка газа на промысле. принцип расчета циклонного пылеуловителя	675
Иссах Х. Дегазация нефти, вертикальный сепаратор, предохранительный клапан	678
Калицев Д.М. Проблемы исследований процессов переноса импульса в рамках обобщенных гидродинамических уравнений Алексеева-Большмана	680
Капин Н.А., Шаронова А.Е. Осаждение и турбулентный перенос дисперсных частиц в жидкой фазе	682
Ким В.Д., Миколенко М.С. Исследования гидродинамики и тепломассообмена в условиях установившихся режимов течения нефтепродуктов в трубопроводах	684
Кондратьев Д.А. Технологический процесс замены долота при бурении скважины. ротор	

(устройство и использование)	685
Королев А.С., Черенев С.С. Анализ, моделирование и поиск способов оптимизации процессов растворения полимерных реагентов для бурения скважин	687
Коротченко Р.К. Моделирование температурного поля погружного электродвигателя в условиях изменяющейся частоты подводимого тока и наличия загрязняющего слоя	689
Крылов М.И., Курилович Р.О. Анализ абсорбционной осушки газа с применением вакуумной ректификации: расчет абсорбера	691
Ле Тхи Тху Тхуи О фундаментальных проблемах исследования задач термодинамики и теплопереноса в нефтегазовой отрасли	693
Масальцев В.В. Поперечные колебания вала центробежного насоса	695
Плотников М.О. Об особенностях расчета акустического воздействия на эффективную вязкость нефти в каналах призабойной зоны скважины	697
Свиридова Я.С. Разработка программного модуля прогнозных значений для нефтепровода	699
Серебрянников А.А., Шагдуров Б.О. Анализ эффективности применения противотурбулентных присадок на нефтепродуктопроводах	701
Сухарев М.А., А.Д.Фензель А.Д. Исследование течения промывочной жидкости и оценка потерь давления при бурении многолетнемерзлых пород	703
Федотов Д.А., Шаламов В.В. Математическое моделирование фильтрации жидкости в пористой среде	705
Шабаев Д.Р., Федюшкин К.Г. Анализ факторов, влияющих на интенсивность теплообмена и гидродинамику при транспортировке углеводородных сред	707
Шатова М.Н. Моделирование технологии термогазового воздействия для разработки нетрадиционных залежей углеводородов	710
Шестаков Я.А. Математическое моделирование динамических процессов, генерируемых испытательным вибростендом, при различных граничных условиях	712
Карпенко В.Э., Шульга Д.К. Моделирование истечения промывочной жидкости из гидромониторной насадки долота	714

Секция 18. ЭКОНОМИКА МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. ГОРНОЕ ПРАВО

Шарф И.В. Региональные перспективы восполнения запасов углеводородов	716
Адутова В.И., Чепала К.К. Экономическая эффективность проведения гидроразрыва пласта на месторождениях Западной Сибири	717
Абраев Д.Е. Перспективы развития добычи вольфрама в Российской Федерации	719
Бабаева Ф.Г., Козлова М.А. Анализ комплексного использования сырья как фактор экономической рациональности	720
Бабадехнаехкаран М. Экономическая безопасность национального хозяйства в условиях развития нефтегазового комплекса Ирана	722
Бахлюстов А.И., Пуговкина Ю.С., Шилинцев К.А. Сравнительный анализ финансового состояния нефтегазовых предприятий России	724
Безменников Е.А., Витюк Е.С. Корпоративная социальная ответственность нефтегазовых компаний (на примере ОАО «НК «Роснефть»)	726
Бетенков А.В., Усманова Л.Ш. Анализ функционирования компаний в сфере строительства инженерных коммуникаций газоснабжения	728
Бибикова Т.С. Применение образовательных технологий в организации производства	730
Бирченко Е.А., Новикова А.А. Стратегическое значение территорий опережающего развития для экономики страны	731
Богданович Е.А. Оценка устойчивого развития ПАО "Татнефть"	733
Бузина А.Ю., Латифов Р.Р. Сравнение ведения кадастра недвижимости в России и Германии	735
Бухарина В.Е. Рекреационный компонент в системе КСО (на примере компаний НГК)	736
Верхоуниженский В.О. Стратегическое значение инвестиционных проектов крупных нефтегазовых компаний для экономики страны	738
Волков А.Э., Марина А.А. Перспективы развития трубопроводной системы на Дальнем востоке	739
Воробьев В.И., Роотс В.А. Реализация принципов устойчивого развития ОАО «Томскнефть» ВНК	741
Воронин М.А., Красильников Б.А. Оценка состояния компании «Транснефть»	742
Габитов Р.В. Перспективы добычи марганцевых руд в России	745
Гаврилова К.А. Специальный налоговый режим для трудноизвлекаемых запасов углеводородов на территории России	746
Данг Н.Л. Сравнительная характеристика моногородов России и Казахстана в нефтегазовой отрасли	748
Дегтярев В.А., Пищик А.Д. Деятельность компании Сахалин Энерджи для устойчивого развития Сахалинской области	750
Дулько А.Б., Третьяков В.С. Место особо-охраняемых природных территорий Российской Федерации в социально-экономическом развитии регионов	752
Запорожец Г.Л., Галатанова Я.А. Перспективы развития золотодобычи в России	754
Иванова М.П., Глызина Т.С. Платежи за пользование природными ресурсами	755
Исламова Н.И., Исламов Т.И. Проблемы развития добычи нефти и газа в Арктике	757
Исатаева Ф.М. Роль государства в повышении инвестиционной привлекательности минерально-сырьевого комплекса	758
Калицев Д.М. Проблемы разработки трудноизвлекаемых запасов нефти	760

Калицев Д.М. Нефтегазовая отрасль Северного Кавказа	762
Калашников С.Е., Глызина Т.С. Анализ статистических данных компании Saudi Aramco	763
Калашников С.Е., Глызина Т.С. Материально техническое обеспечение	765
Кайтукаев А.Р., Булатов Р.Р. Перспективы разработки нетрадиционной нефти	767
Кириллина М.С. Финансовые риски при добыче нефти и газа в континентальных и шельфовых зонах Арктики	768
Кисленко А.Б. Перспективы Российской Федерации на рынке алмазов	770
Клименко В.В. Оценка системы экологического менеджмента на предприятии ПАО «НК «Роснефть»	772
Козубов Д.В. Экономические перспективы повышения уровня использования попутного нефтяного газа	773
Кравченко С.В., Кучков В.В., Антоненко О.А. Специальный налоговый режим для субъектов Арктической зоны РФ	775
Кривякова Е.С., Московченко А.А. Анализ отечественного и зарубежного опыта в разработке инновационной стратегии	776
Лаухин Л.М. Особенности использования кросс-культурного подхода в менеджменте на примере компании «Газпром нефть»	778
Леднева Н.А. Перспективы развития добычи меди в Российской Федерации	780
Липихина Е.Ю., Чукарин Е.Ю. Оценка устойчивого развития ПАО "Лукойл"	781
Лопатина С.П., Мартыщенко Ж.Д. Оценка перспектив устойчивого развития компании «Роснефть»	783
Майков А.А., Моисеев С.Д. Особенности организации промышленной безопасности на нефтегазодобывающем предприятии на примере компании ООО «БСК ГРАНД»	785
Майер А.Г. Перспективы устойчивого развития ПАО «Челябинский цинковый завод»	787
Нимаев Ц. С-Б. Стадии экономической оценки месторождения	789
Нимаев Ц. С-Б., Вадилов А.Х., Четина М.А., Мельников А.В. Стратегия освоения нефтегазовых ресурсов в Российской Арктике	790
Мельников А.В., Глызина Т.С., Иванова М.П. Формирование системы совокупного дохода работников на предприятии	791
Павлович Ю.О. Проблемы и перспективы развития добычи сурьмы в России	792
Парфинович А.К. Лес как компонент окружающей среды или экосистема	793
Перминов А.А., Семенов В.М. Оценка устойчивого развития ОАО «НГП Славнефть»	795
Петров Д.Н., Титов В.А. Влияние внешних политических отношений на производство СПГ в Российской Федерации	797
Плотников М.О. Анализ статистических данных компании Noble Energy corp	799
Проценко Н.В. Перспективы уранодобывающей промышленности Казахстана	801
Романов В.И. Перспективы развития железорудной промышленности Российской Федерации	803
Сазонов А.В., Ушаков С.В. Разработка и эксплуатация месторождений нефти и газа в условиях крайней севера, экономическая целесообразность, проблемы и способы их решения	805
Свирилов В.И., Борисевич Ю.А. Расконсервация нефтегазового месторождения	807
Селенчук Ж.О. Управление промышленной безопасностью на предприятиях нефтегазового комплекса России (на примере ПАО «НК Роснефть»)	808
Сенников С.Е. Альтернативные источники энергии	810
Серебрянников А.А., Коротченко Р.К. Анализ деятельности «сланцевых» компаний (на примере Penn Virginia corp)	812
Синева Е.В. Экономический эффект реализации проекта «Комплексный подход решения проблем сепарационного оборудования объектов подготовки и компримирования газа»	814
Сурнина А.В. Реализация принципов устойчивого развития ПАО «Газпром нефть»	817
Тимошенко Э.И. Развитие единой государственной системы регистрации прав и кадастрового учета недвижимости.	819
Титов В.А., Петров Д.Н. Роль и значение супервайзинга эксплуатационного и разведочного бурения на нефтяных и газовых месторождениях	821
Федотов Д.А., Шаламов В.В. Основные принципы и последовательность стратегии импортозамещения на основе нефтегазового насосного оборудования	823
Хаматова А.С., Ивина А.С. Когнитивный капитал как фактор повышения экономической активности населения	825
Че В.А. Организация процесса материально-технического обеспечения на примере компании ПАО «Томскнефть» ВНК	827
Черненко И.К., Очиров Б.Б. Анализ деятельности компаний специализирующихся на добыче сланцевых углеводородов (на примере Sanchez Energy corp)	828
Шилова А.С. Формирование качества трудовых ресурсов предприятия нефтегазовой отрасли	830
Шурпик С.С. Повышение энергоэффективности нефтегазодобычи	831
Шурпик С.С. Использование вентильно-реактивных двигателей в нефтегазовой отрасли	833
Юрченко И.Г., Крюков А.О. Преимущества и недостатки внедрения самообучающихся нейронных сетей на предприятиях нефтегазового комплекса	835

Секция 19. ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ И НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО (ДОКЛАДЫ НА АНГЛИЙСКОМ И НЕМЕЦКОМ ЯЗЫКАХ)

Amangeldykyzy To the history of studying the distribution of rare elements in the coals of central Kazakhstan	837
Bazylev M.M. Features of geophysical methods and equipment while drilling	838

Bakalo N.Y., Chudinov V.V. Review of gazprom basic strategic projects for solving tasks for gas supplying of Russian and foreign partners	840
Balashov D.A. Determination of wellbore stability in rock massif	842
Bedareva E.K. Investigatoin of the influence of feedstock consumption on the process of catalytic dewaxing and optimization of the technological mode	844
Chilinger L.N. Formation of new microdistricts area within the sanitary protection zone of the Tomsk underground water intake	846
Deeva E.S. Abnormally luminescent layers in the Bazhenov Formation of the West Siberian Basin	848
Dorohova L.F.A. Geochemical features of poplar leaves elemental composition in urban areas (by the example of Blagoveshchensk)	849
Ermekov R.I. The investigation of the anisotropy of flow properties of terrigenous reservoirs	851
Gyamfi-Yeboah Ebenezer Turbulent flow of hydrocarbon fluids with polymer additives	852
Gerasina T.A., Shatova M.N. Effect of temperature on the reservoir properties of the shale rocks during pyrolysis	854
Gorodilov D.A., Emelyanov E.E., Artemiev A.E. Problem of gas production in relation to gas hydrate formation	856
Ibatullin R.K., Ivantsov A.A. Geological realism control in the process of oil and gas field models automatic history matching	858
Jambaev M.T., Pashkevich I.A. The use of mineral and elemental composition of human blood in ecology	860
Kottsova A.K. Study of quartz dissolution kinetics in fluorine-containing dry acid mixtures	862
Lutsenko A.S., Belinskaya N.S., Frantsina E.V. Method of calculating hydrocarbon composition of raw material of the dewaxing process	864
Maksimova A.Y. Duckweed as an indecator for ecological and geochemical state of the environment	866
Morev V.A. Express segregation of heavily clayish samples during the petrophysical studies	867
Nabokin I.R. Application of hydraulic flow units for enhanced reservoir description	868
Nazarova G.Y., Shafran T.A., Kislinskaya A.A. Deactivation patterns of zeolite-containing catalysts of catalytic cracking	869
Prokhorova P.N. The assessment of catagenetic source rock zoning in the kyndal graben of the bureya basin using paleotectonic and paleotemperature modeling software (the far east of Russia)	871
Sidorenko A.V., Chemyakin A.S., Nemtsev M.N. Study in the impact of dispersant on paraffin crystallization using the method of dynamic scattering	873
Smirnova A.D. Pugachevsky water intake faces some problems of groundwater exploitation	875
Smirnova A.Yu. Proposals for the strategic direction of tagulskoye oil fields in the arctic zone Krasnoyarsk region	877
Toropov T.M. The problem of implementation higher mathematics knowledge in professional sphere	878
Trushko A.S., Berezovskiy Yu.S. Identification of drilling wells prospectivity in tectonic deformation areas of paleozoic deposits in the Tomsk region	880
Trushko A.S., Berezovskiy Yu.S. The influence of horizontal wells' drilling course on productivity: the case study of field x in West Siberia	882
Tsivelev K.V. Repeated hydraulic fracturing in horizontal wells with uncemented liner	883
Vorobeva D.A. Formation of the groundwater chemical composition under aerotechnogenic impact (The Kola Peninsula)	884
Zaripova A.D. Lithology and conditions for formation of the lower-medium-jurassic deposits of the South-Eastern part of the Western-Siberian plate in connection with their oil and gas efficiency	886
Zipir V.G. Hydrate formation as the main problem during gas-condensate field exploitation	887

Подсекция 1 ПРОБЛЕМЫ МЕЖЪЯЗЫКОВОЙ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ КОММУНИКАЦИИ В УСЛОВИЯХ ГЛОБАЛИЗАЦИИ

Андреев Н.В. Пословицы и поговорки как олицетворение образной системы языка народа (на материале русского и английского языков)	890
Ахметшин Р.Р. Анимация как средство формирования интереса к изучению иностранного языка у студентов неязыкового вуза	891
Вавиллина Д.А. Художественный англоязычный текст как источник пополнения словарного запаса студентов неязыкового вуза	893
Соколов А.А. Иностраннный язык как инструмент формирования социальных и духовных ориентиров студентов технических вузов	894
Тарасов Н.С. Знакомство с традициями страны изучаемого языка как один из способов формирования социокультурной компетенции студентов	896
Bogdanov D.F., Toguzbayeva D.S. Idioms in english: translation and learning strategies	897
Ekkert A.Yu., Purlats E.A. Russian mentality through european eyes	899
Eremin R.V., I.V. Malusha I.V. Film industry influence on the society and a person	901
Kazak V.D. The influence of the media on the level of speech culture in the modern society	902
Nadeina M.V. Volunteering is one of the best ways of improving english	903
Osmolovsky D.A., Krasnoshtanov S.A. Cybersport as a link of humanity	904
Selivanov N.A., R.M. Absalyamov R.M. The problems of the foreign poems translation	906
Abramova A.A., Stamatii A.V. The influence of foreign words on russian language	907
Yatsuk D.A., Chupina E.A. The problem of chinese migration	908

Научное издание

ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ И ОСВОЕНИЯ НЕДР

Труды XXII Международного симпозиума
имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых,
посвященного 155-летию со дня рождения академика В.А. Обручева,
135-летию со дня рождения академика М.А. Усова,
основателей Сибирской горно-геологической школы,
и 110-летию первого выпуска горных инженеров в Сибири

Компьютерная верстка

Зарегистрировано в Издательстве ТПУ

Размещено на корпоративном портале ТПУ



Издательство

ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ