

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ 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 XXIV Международного симпозиума
имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных,
посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне*

Томск 2020

УДК 504(063)

ББК 20.1л0

П78

П78 **Проблемы геологии и освоения недр:** труды XXIV Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне. Том II / Томский политехнический университет. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2020. – 739 с.

ISBN 978-5-4387-0945-9 (т. 2)

ISBN 978-5-4387-0943-5

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)

ББК 20.1л0

Главный редактор – А.С. Боев, директор ИШПР, доцент, к.х.н.

Ответственный редактор – Е.Ю. Пасечник, доцент, к.г.-м.н.

Ответственные редакторы секций:

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

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

Секция 3 – А.К. Мазуров, профессор, д.г.-м.н.

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

Секция 5 – В.И. Исаев, профессор, д.г.-м.н.

Секция 6 – Н.В. Гусева, профессор, д.г.-м.н.

Секция 7 (подсекция 1) – Е.И. Аврунев, директор Института кадастра и природопользования Сибирского государственного университета геосистем и технологий, к.т.н.

Секция 7 (подсекция 2) – О.А. Пасько, профессор, д.с.-х.н.

Секция 8 – Л.П. Рихванов, профессор, д.г.-м.н.

Секция 9 – С.И. Арбузов, профессор, д.г.-м.н.

Секция 10 – П.Н. Зятиков, профессор, д.т.н.

Секция 11 – П.А. Стрижак, профессор, д. ф.-м. н.

Секция 12 (подсекция 1) – В.И. Ерофеев, профессор, д.т.н.

Секция 12 (подсекция 2) – Э.Д. Иванчина, профессор, д.т.н.

Секция 13 – В.И. Верещагин, профессор, д.т.н.

Секция 14 – А.В. Ковалев, доцент, к.т.н.

Секция 15 – К.К. Манабаев, доцент, к.ф.-м.н.

Секция 16 – А.В. Шадрина, профессор, д.т.н.

Секция 16 (подсекция 1) – С.Н. Харламов, профессор, д.ф.-м.н.

Секция 17 – Г.Ю. Боярко, профессор, д.э.н.

Секция 18 – Л.М. Болсуновская, доцент, к.фил.н.

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

ISBN 978-5-4387-0945-9 (т. 2)

ISBN 978-5-4387-0943-5

© ФГАОУ ВО НИ ТПУ, 2020

MINISTRY OF SCIENCE AND HIGHER EDUCATION OF THE RUSSIAN FEDERATION
NATIONAL RESEARCH TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY
SCHOOL OF EARTH SCIENCES & ENGINEERING



TOMSK
POLYTECHNIC
UNIVERSITY

PROBLEMS OF GEOLOGY AND SUBSURFACE DEVELOPMENT

Part II

*Proceedings of the 24th International Scientific Symposium
of students, postgraduates and young scientists devoted
75-th anniversary of Victory in World war II*

Tomsk 2020

UDC 504(063)
BBC 20.1.10
P78

P78 **Problems of Geology and Subsurface Development:** Proceedings of the 24th International Scientific Symposium of students, Postgraduates and young Scientists devoted to the 75-th anniversary of Victory in world War II. Part II / Tomsk Polytechnic University. – Tomsk: Tomsk Polytechnic University Publishing House, 2020. – 739 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, Associate Professor, PhD (in Chemistry)

Executive editor – E.Y. Pasechnik, Associate Professor, PhD (in Mineralogy)

Panels' executive editors:

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

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

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

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

Panel 5 – V.I. Isaev, Professor, Dsc (in Mineralogy)

Panel 6 – N.V. Guseva, Professor, Dsc (in Mineralogy)

Panel 7 (1) – E.I. Avrunev, Professor, (Engineering Sciences)

Panel 7 (2) – O.A. Pasko, Professor, Dsc (Agriculture)

Panel 8 – L.P. Richvanov, Professor, Dsc (in Mineralogy)

Panel 9 – S.I. Arbuzov, Professor, Dsc (in Mineralogy)

Panel 10 – P.N. Zyatikov, Associate Professor, PhD (in Mineralogy)

Panel 11 – P.A. Strizhak, Dsc (Physico-Mathematical Sciences)

Panel 12 (1) – V.I. Yerofeyev, Professor, Dsc (Engineering Sciences)

Panel 12 (2) – Ye.D. Ivanchina, Professor, Dsc (Engineering Sciences)

Panel 13 – V.I. Vereshchagin, Professor, Dsc (Engineering Sciences)

Panel 14 – A.V. Kovalev, Associate Professor, PhD (Engineering Sciences)

Panel 15 – K.K. Manabaev, Associate Professor, PhD (Physico-Mathematical Sciences)

Panel 16 – A.V. Shadrina, Professor, Dsc (Engineering Sciences)

Panel 16 (1) – S.N. Harlamov, Professor, Dsc (Physico-Mathematical Sciences)

Panel 17 – G.Yu. Boyarko, Professor, Dsc (Economic Sciences)

Panel 18 – L.M. Bolsunovskaya, Associate Professor, PhD (Philological Sciences)

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

ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ – ЛУЧШИЙ РОССИЙСКИЙ ВУЗ В НЕФТЕГАЗОВОМ ДЕЛЕ

А.А. Яковлев, д. ф.-м. н., врио ректора

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия



*А.А. Яковлев, д. ф.-м. н., врио ректора
Национального исследовательского
Томского политехнического университета*

24-й по счету, предъюбилейный симпозиум студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова, посвященный актуальным проблемам геологии и освоения недр, впервые за всю историю работал в дистанционном формате. Пандемия коронавируса, охватившая планету, внесла свои коррективы в проведение форума, заслуженно считающегося одной из самых авторитетных площадок для молодых исследователей в области геологической науки. Несмотря на отсутствие очных встреч и дискуссий, симпозиум, работавший в онлайн-режиме, прошел достойно, показав традиционно высокий уровень докладов и сообщений.

Когда труды Усовского симпозиума готовились к печати, пришло приятное для всего Томского политехнического университета известие. В новом предметном рейтинге QS Subject Engineering – Petroleum (нефтегазовое дело) ТПУ занял 26-е место среди ведущих университетов мира. Это лучший результат среди российских высших учебных заведений: МГУ расположился на 42-м, СПбГУ, НГУ и КФУ вошли в группу 51-75.

Рейтинг является дополнением к QS World University Rankings By Subject 2020, в расширенный диапазон вошли три

новых предмета: геология, геофизика и нефтегазовое дело. При составлении рейтинга оценка вузов производилась по четырем критериям: мнение академического сообщества, мнение работодателей, цитируемость и индекс Хирша. Томский политехнический набрал 84,1 балла из 100 возможных по критерию «мнение работодателей» и от 61,9 до 66,8 балла по другим показателям.

Престижная позиция ТПУ в рейтинге QS по предметной области Petroleum Engineering стала еще одним подтверждением высокой репутации Томского политехнического университета в области геологии и нефтегазового дела, причем как в России, так и за рубежом. Эта репутация обеспечивается качественной подготовкой специалистов для нефтегазовой и геологической отраслей, мировым уровнем исследований, активностью в реализации различных проектов в интересах промышленных партнеров – недропользователей. Безусловно, в первую очередь это результат работы Инженерной школы природных ресурсов и Центра Heriot-Watt в ТПУ (к слову, наши партнеры из Университета Heriot-Watt (Эдинбург, Шотландия) заняли в рейтинге QS Subject Engineering – Petroleum 9-е место).

Среди достижений Томского политехнического университета можно назвать успешную реализацию масштабного проекта «Палеозой», направленного на исследование и разработку палеозойских залежей углеводородов в Томской области. Этот проект сотрудники ТПУ осуществляют совместно с промышленным партнером ООО «Газпромнефть-Восток». Его реализация позволит получить доступ к карбонатным коллекторам, на которые приходится порядка 60 % мировых запасов полезных ископаемых. Сотрудники ТПУ занимаются развитием технологий для повышения уровня геологического успеха и обнаружения нефти в палеозое, разработкой методов поиска и оценки объектов в доюрском комплексе региона. Этот совместный проект в будущем для нашей страны и для всего мира даст возможность более эффективно разрабатывать именно карбонатные коллекторы, отработать самые лучшие и эффективные решения по поиску и добыче нефти из подобного рода коллекторов.

Отмечу также, что проект «Палеозой» стал одним из направлений в заявке региона на создание Томского научно-образовательного центра (НОЦ) в рамках национального проекта «Наука». ТПУ является в нем головной организацией.

Высокий потенциал нынешнего поколения политехников – представителей Томской горно-геологической школы, подтверждают успехи сотрудников ТПУ в цифровизации геологической деятельности. В июле 2020 года «Виртуальный геологический полигон Томского политехнического университета» одержал победу в номинации «Драйвер цифровой трансформации отрасли» конкурса лучших отечественных решений, преимущественно на базе «сквозных» цифровых технологий Российской Федерации. Конкурс инициирован Аналитическим центром при Правительстве России совместно с Министерством цифрового развития, связи и массовых коммуникаций. Среди 47 победителей конкурса в разных номинациях оказались 45 технологических компаний и только два университета, один из них ТПУ.

Огромная роль в дальнейшем развитии геологической науки принадлежит молодым исследователям. За ними – будущее, которое, как известно, начинается сегодня. XXIV Геологический симпозиум имени академика М.А. Усова стал историей, но уже началась подготовка к XXV симпозиуму. Он пройдет в год 125-летия со дня основания Томского политехнического университета, очень надеюсь, что в традиционном, очном, формате, с возможностью личных встреч и контактов.

*От всего сердца благодарю всех участников симпозиума и желаю новых успехов и достижений,
открытий и прорывных результатов! До новых встреч в ТПУ!*

ПРЕДИСЛОВИЕ

В Национальном исследовательском Томском политехническом университете (ТПУ) 6-10 апреля 2020 г. состоялся XXIV Международный научный симпозиум имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр», посвященный 75-летию Победы в Великой Отечественной войне.

Организация и проведение XXIV Международного научного симпозиума «Проблемы геологии и освоения недр» осуществлялась при поддержке Министерства науки и высшего образования РФ, ПАО «Газпром» и была поручена Инженерной школе природных ресурсов (ИШПР) Национального исследовательского Томского политехнического университета, 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 ТТИ 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 – 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. Сагпаев – 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 270 – докторами и более 1700 – 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 (почти 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.

Из-за угрозы распространения COVID-19 симпозиум проводился в онлайн формате.

Симпозиум работал одновременно по 18 секциям: 1 секция – Палеонтология, стратиграфия и региональная геология. Геоинформационные системы в науках о Земле; 2 секция – Минералогия, геохимия и петрография; 3 секция – Месторождения полезных ископаемых. Современные технологии и методы поисков и разведки МПИ. Геоинформационные системы в геологии; 4 секция – Геология нефти и газа. Современные методы поисков и разведки углеводородного сырья. Геоинформационные системы в геологии нефти и газа; 5 секция – Геофизические методы исследования Земли и поисков и разведки месторождений полезных ископаемых. Геоинформационные системы в геофизических исследованиях; 6 секция – Гидрогеология, инженерная геология и гидрогеоэкология. Геоинформационные системы в гидрогеологических исследованиях. 7 секция – Землеустройство, кадастр и мониторинг земель. (Подсекция 1 – Проблемы и перспективы развития земельно-имущественных отношений, землеустройства и единого государственного реестра недвижимости; Подсекция 2 – Землеустройство, мониторинг земель и экология землепользования); 8 секция – Геоэкология, охрана и защита окружающей среды. Геоинформационные системы в геоэкологии; 9 секция – Геология и разведка руд редких и радиоактивных элементов, стратегические металлы; 10 секция – Современные технологии разработки нефтяных и газовых месторождений; 11 секция – Энергоснабжение и автоматизация объектов нефтегазовой промышленности; 12 секция – Современные технологии подготовки и переработки природных ресурсов (Подсекция 1 – Углеводородное сырье; Подсекция 2 – Химическая технология подготовки и переработки горючих ископаемых); 13 секция – Комплексное использование минерального сырья; 14 секция – Современные техника и технологии бурения скважин; 15 секция – Горное дело. Разработка рудных и нерудных полезных ископаемых. Машины и комплексы; 16 секция – Современная техника и технологии транспортировки и хранения нефти и газа (Подсекция 1 – Методы математического моделирования процессов транспорта и хранения углеводородного сырья); 17 секция – Экономика минерального и углеводородного сырья. Природоресурсное право; 18 секция – Геология, горное и нефтегазовое дело (доклады на английском и немецком языках) (Подсекция 1 – Проблемы межязыковой профессиональной коммуникации в условиях глобализации).

Заявки для участия в симпозиуме подали 1171 автор России, ближнего и дальнего зарубежья.

В период работы симпозиума на заседаниях 18 секций было представлено 849 докладов: из них 515 докладов были заслушаны в онлайн-формате. Активное участие в работе симпозиума приняли иногородние участники, которые представили 286 докладов, 561 участник из г. Томска. По отраслевой принадлежности участники были представлены следующим образом: из ВУЗов – 735: из них Томский политехнический университет – 463, Томский государственный университет – 46, Тюменский индустриальный университет – 24,

Санкт-Петербургский Горный университет – 22, Казанский (Приволжский) федеральный университет – 15, Сибирский государственный университет геосистем и технологий – 15, Пермский государственный национальный исследовательский университет – 14, Сибирский федеральный университет – 10, Карагандинский государственный технический университет (Казахстан) – 14, Новосибирский государственный университет – 8, Тюменский государственный университет – 8, Кузбасский государственный технический университет имени Т.Ф. Горбачева – 8, Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова – 7, Южно-Российский государственный политехнический университет им. М.И. Платова – 7, Кубанский государственный университет – 6, Тихоокеанский государственный университет – 6, Гомельский государственный университет им. Ф. Скорины (Республика Беларусь) – 4, Самарский государственный технический университет – 4, Сахалинский государственный университет – 5, Амурский государственный университет – 3, Белорусская государственная орденов Октябрьской Революции и Трудового Красного Знамени сельскохозяйственная академия (Республика Беларусь) – 3, Бурятский государственный университет – 3, Государственный аграрный университет Северного Зауралья – 3, Забайкальский государственный университет – 3, Иркутский национальный исследовательский технический университет – 3, Казахский национальный исследовательский технический университет им. К.И.Сатпаева (Казахстан) – 3, Московский государственный университет геодезии и картографии – 3, Уфимский государственный нефтяной технический университет – 3, Алтайский государственный гуманитарно-педагогический университет имени В.М.Шукшина – 2, Государственный университет по землеустройству (г. Москва) – 2, Кошетауский государственный университет имени Ш. Уалиханова (Казахстан) – 2, Павлодарский государственный педагогический университет (Казахстан) – 2, Ташкентский химико-технологический институт (Республика Узбекистан) – 2, Уральский государственный горный университет – 2, Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина – 2, Южно-Российский государственный политехнический университет им. М.И. Платова – 2, Башкирский государственный университет – 1, Бурятский государственный университет – 1, Донецкий национальный технический университет (г. Донецк, ДНР) – 1, Евразийский национальный университет имени Л.Н.Гумилева (Казахстан) – 1, Иркутский государственный университет – 1, Национальный исследовательский технологический университет «МИСиС» – 1, Пензенский государственный университет архитектуры и строительства – 1, Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина – 1, Российский экономический университет имени Г.В. Плеханова (Кемеровский филиал) – 1, Рудненский индустриальный институт (Казахстан) – 1, Санкт-Петербургский государственный аграрный университет – 1, Северный (Арктический) федеральный университет им. М.В. Ломоносова – 1, Южный федеральный университет – 1; из средних специальных образовательных учреждений – 21 (Томский политехнический техникум; Башкирский колледж архитектуры, строительства и коммунального хозяйства; Новосибирский техникум геодезии и картографии); из школ – 22, из НАН – 10 (Институт общей и неорганической химии академии наук Республики Узбекистан, Институт радиационной безопасности и экологии НЯЦ Республики Казахстан, Институт геофизических исследований Республиканского государственного предприятия Национального ядерного центра Республики Казахстан); из РАН – 29 (Институт химии нефти СО РАН – 6, Федеральный исследовательский центр угля и углехимии СО РАН – 3, Институт нефтехимии и катализа РАН – 3, Институт горного дела ИГД СО РАН им. Н.А. Чинакала – 3, Институт морской геологии и геофизики ДВО РАН – 2, Институт земной коры СО РАН – 2, Институт динамики геосфер имени академика М.А. Садовского РАН – 1, Институт природных ресурсов, экологии и криологии СО РАН – 1, Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН им. А.А. Трофимука – 1, Институт металлургии и материаловедения им. А. А. Байкова РАН – 1, Институт мерзлотоведения им. П.И. Мельникова СО РАН – 1, Институт геохимии и аналитической химии им. В.И. Вернадского РАН – 1, Институт геологии Уфимского научного центра РАН – 2, Институт геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН – 1, Байкальский институт природопользования СО РАН – 1); из отраслевых НИИ – 15 (АО «ТомскНИПИнефть» – 11, Институт геологии и разработки горючих ископаемых (ИГИРГИ) – 1, Новосибирский филиал ФГБУ «ВНИГНИ» – 1; Норильский филиал ФГБУ «ВСЕГЕИ» – 1, ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть» – 1; из производственных организаций – 12 (ООО «НК «Роснефть» – НТЦ» – 3, ООО «СИБАУТСОРПРОЕКТ» – 2, Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» в г.Тюмени – 1, ТОО «Семизбай-У» (Казахстан) – 1, ООО «Монолит Строй» – 1, ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» – 1, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» – 1, ООО «ИПНЭ» – 1, «НТЦ НИС-Нафtagас» (Сербия) – 1).

Статус участников симпозиума, выступивших с докладами, следующий: школьников – 22, студентов средних специальных образовательных учреждений – 21, студентов ВУЗов – 308, магистрантов – 308, аспирантов – 142, инженеров – 32, младших научных сотрудников – 6, научных сотрудников – 7, старших научных сотрудников – 2, ассистентов и преподавателей – 11, доцентов – 10.

Дальнее зарубежье было представлено странами: Гана, Зимбабве, Алжир, ЮАР, Замбия, Сенегал, Вьетнам, Иран, Мали, Сербия, Монголия. Ближнее зарубежье (страны СНГ) было представлено странами: Республика Беларусь, Республика Казахстан, Республика Узбекистан, Украина.

Перед участниками симпозиума на открытии каждой секции выступали ведущие ученые, профессора, которые осветили проблемы и перспективы развития науки в XXI веке по каждому из 18 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 грантов и договоров, могут быть использованы на производстве. Результаты исследований по

ряду представленных докладов имеют акты внедрения и патенты. Участники из других ВУЗов и научных организаций отметили высокий организационный уровень проведения симпозиума.

Во время работы XXIV Международного симпозиума был проведен конкурс лучших научных докладов. Лауреаты конкурса лучших докладов по всем научным направлениям (секциям) традиционно награждены дипломами и призами. Всем участникам симпозиума были выданы сертификаты. Все результаты симпозиума размещены на сайте <http://usovma.tpu.ru>.

В рамках XXIV Международного научного симпозиума им. академика М. А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы Геологии и освоения недр» сотрудниками Научно-технической библиотеки ТПУ была подготовлена выставка «Политехники-геологи в годы войны» <https://www.lib.tpu.ru/event-202004061438.html>.

В рамках симпозиума при поддержке студенческой секции Европейской ассоциации геочеловек и инженеров (EAGE) Томского политехнического университета проводилась Геологическая викторина Geo SQuiz. В ней приняли участие 120 человек. Она также проходила онлайн на платформе ТПУ для проведения тестирования (<https://hwtpu.info/geosquiz/>).

Сборник научных трудов симпозиума зарегистрирован в базе РИНЦ. Материалы и итоги симпозиума размещены на сайте симпозиума.

В своих отчетах о работе секций председатели и секретари отмечают лучшие доклады и важные моменты в работе их секций.

По научным направлениям: палеонтология, стратиграфия и региональная геология, авторами 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 современные палеонтологические, математические, а также классические методы исследований, метод люминесцентной микроскопии, анализ аэрофотоснимков и космоснимков.

Тематики представленных докладов **1 секции**, были в области научных и практических проблем палеонтологии и стратиграфии, перспектив нефтегазоносности, исследования антропогенного воздействия на геологические объекты, мониторинга вулканов.

Доклады, представленные на **секцию 2** «Минералогия, геохимия и петрография» и **секцию 3** «Месторождения полезных ископаемых современные технологии и методы поисков и разведки МПИ. Геоинформационные системы в геологии» были заслушаны на совместном заседании и полностью отвечают научному направлению и тематике секции, выполнены на высоком уровне. Актуальность заключается в решении научных и практических проблем в области исследования изучения геологических аспектов месторождений полезных ископаемых. Доклады, представленные на секции, были посвящены исследованиям в разных областях геологии и затрагивали вопросы нефтяной геологии, благородной минерализации, исследованию месторождений черных и цветных металлов, геммологии. Необходимо отметить высокий уровень докладов молодых ученых, которые обязательно используют в своих научных работах как традиционные методы исследования (минералогические, минеграфические, инфракрасную спектроскопию, спектральный и рентгеноструктурный анализ, математическую статистику, геоинформационные методы и др.), так и новейшие методы.

Работа объединенных секций «Минералогия, геохимия и петрография» и «Месторождения полезных ископаемых современные технологии и методы поисков и разведки МПИ. Геоинформационные системы в геологии» была начата с доклада главного специалиста НПЛ «Импульсно-пучковых, электроразрядных и плазменных технологий» ИШНПТ ТПУ к.х.н. В.П. Дмитриенко, который рассказал о своих наработках в технологии переработки золотосодержащих руд и оборудования для их реализации. Доклады молодых ученых, представивших свои работы посвящены различным направлениям геологических исследований в области изучения минералогии благородной минерализации черных и цветных металлов, нефтяных месторождений и камнесамоцветного сырья.

Тематика работ **секции 4** «Геология нефти и газа. Современные методы поисков и разведки углеводородного сырья. Геоинформационные системы в геологии нефти и газа» посвящена широкому спектру вопросов геологии, поисков и разведки залежей углеводородов, выявлению закономерностей строения, формирования и пространственного размещения месторождений нефти и газа в земной коре в целом и в пределах различных регионов страны и мира.

Традиционно рассматривались общие закономерности нефтидогенеза от условий аккумуляции, захоронения, изменения захороненного органического вещества при стадийном литогенезе до направленности и интенсивности процессов генерации нефти и газа на различных стадиях его зрелости.

Круг вопросов был посвящен выявлению геологических факторов, обуславливающих распространение ловушек и природных резервуаров нефти и газа в широком стратиграфическом интервале, и моделированию продуктивных пластов и месторождений нефти и газа с применением программного обеспечения.

Решались также вопросы влияния условий осадконакопления, петрографического состава и вторичных изменений на формирование пустотно-порового пространства и фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов.

Доклады, представленные на **секцию 5** «Геофизические методы исследования земли и поисков и разведки месторождений полезных ископаемых. Геоинформационные системы в геофизических исследованиях» освещают актуальные проблемы геолого-геофизической характеристики месторождений нефти и газа. В представленных докладах были отражены следующие направления: прогнозирование нефтегазоносности резервуаров донорского комплекса на территории Колтогорского мезопрогиба; комплексирование методик Агилеры и Добрынина для оценки трещинной, каверновой и межзерновой составляющих пористости; определение пропущенных низкоомных нефтегазонасыщенных пропластков, качества флюидоупоров,

первопричины и вероятности образования углеводородного низкоомного интервала; подтверждение гипотезы «уникальности» отражения палеозойских залежей УВ в геолого-геофизических параметрах перекрывающего мезозойско-кайнозойского разреза; обоснование приуроченности месторождений к градиентным зонам положительных аномалий теплового потока; применение метода акустического каротажа для определения качества цементирования и исследования коллекторских свойств пластов, перспективных на нефть и газ; применение методики совместного использования МЗСБ и МОЭМВ, позволяющие дополнять сейсмические данные в зонах, осложненных влиянием ММП.

Секцию 6 «Гидрогеология, инженерная геология и гидрогеоэкология. Геоинформационные системы в гидрогеологических исследованиях.» открывал доклад д.г.-м.н., заведующего кафедрой - руководителя отделения геологии на правах кафедры Н.В. Гусевой, который был посвящен современным проблемным темам в области гидрогеологии, гидроэкологии, формированию водных ресурсов, инженерной геологии.

Доклады секции включали актуальные вопросы и проблемы, изучаемые сегодня на всей территории нашей страны и ближнего зарубежья: геохимию поверхностных, подземных и термальных вод, формы миграции химических, в т.ч. редкоземельных, элементов и техногенные радионуклиды подземных вод, геоэкологическое состояние поверхностных и подземных водных объектов, водопритоки в подземне горные выработки, инженерно-геологические изыскания уникальных зданий и сооружений, изменчивость свойств грунтов и многие другие актуальные вопросы.

В рамках секции 7 «Землеустройство, кадастр и мониторинг земель» работали две подсекции. Доклады, представленные на подсекцию 1 «Проблемы и перспективы развития земельно-имущественных отношений, землеустройства и единого государственного реестра недвижимости» выполнены не только на высоком научно-техническом уровне, но и имеют практико-ориентированную направленность, отвечая современным проблемам и перспективам развития земельно-имущественных отношений, землеустройства и единого государственного реестра недвижимости.

В представленных докладах отражены вопросы необходимости использования геоинформационных систем, обоснования градостроительных решений, кадастровой оценки земельных участков и объектов капитального строительства, прогнозирования и планирования урбанизированных территорий и транспортной инфраструктуры, вопросы, связанные с государственным кадастровым учетом земель и зон с особыми условиями использования территорий, а также регистрацией прав на объекты недвижимости, с нормативно-правовым регулированием землеустроительной и кадастровой деятельностью.

Доклады, представленные на подсекцию 2 «Землеустройство, мониторинг земель и экология землепользования» направлены на выявление новых подходов к решению современных проблем использования земель в условиях реформирования социально-экономического развития, совершенствования системы земельного права, а также усиливающегося антропогенного воздействия на окружающую природную среду.

Возрастающая техногенная нагрузка на окружающую природную среду оказывает негативное влияние на качество земель, условий проживания населения и совокупную ценность различных территорий. Это требует своевременного выявления проблем и организации эффективной системы мониторинга, что требует дополнительных исследований, основанных на новых и высокоэффективных методах.

Коренные изменения в экономической жизни общества требуют выработки новых концептуальных подходов к осуществлению земельных преобразований на основе совершенствования системы земельных отношений, обеспечивающих организацию рационального и эффективного землепользования.

Проблематика докладов, представленных на **секции 8** «Геоэкология, охрана и защита окружающей среды. Геоинформационные системы в геоэкологии», затрагивают различные аспекты геохимии, геоэкологии, а также сферы программных продуктов, использующихся в природоохранной деятельности.

Студентами, магистрантами, аспирантами, инженерами и молодыми учёными, представляющими свои работы на данной секции, используются как существующие методические подходы, так и перспективные новые методы, служащие для эколого-геохимических исследований, экологического мониторинга и пр.

Научные доклады, представляемые на секции, из года в год имеют непременно высокий уровень, ориентированы на решение конкретных задач, отличаются осмысленностью и большим личным вкладом авторов.

Подсекция 8.1 «Геоэкология глазами юных» включала в себя представление научных докладов самыми юными участниками симпозиума. полностью отвечают научному направлению и тематике секции, выполнены на высоком уровне. В докладах рассмотрены важные вопросы, касающиеся оценки геоэкологического состояния и связанные с ней виды оценки степени техногенного воздействия, а также вопросы палеонтологии и исторической геологии. Доклады вызвали интерес со стороны слушателей и членов жюри своим неравнодушием, искренностью, и безусловно, острой проблематикой. Это был, несомненно, удачный опыт первых практических исследований.

На секции 9 «Геология и разведка руд редких и радиоактивных элементов, стратегических металлов» представленные доклады рассматривают важные вопросы, касающиеся фундаментальных знаний, изучения новых месторождений и регионов мира. Докладчиками были описаны условия образования и вещественные составы руд различных месторождений, способы добычи, направления по изучению и освоению стратегически важных месторождений, а также районов Арктики. Были представлены новые данные по углям Монголии, Казахстана, Кузбасса, Минусинского бассейна, по урановым месторождениям Казахстана и России, по редкометалльным оруденениям, по РЗЭ, U и Th, Sc, по радиогеохимии донных отложений восточно-арктического шельфа России.

Тематика докладов, представленных на **10 секцию** «Современные технологии разработки нефтяных и газовых месторождений», связана с модернизацией технической составляющей нефтегазового комплекса,

применением и усовершенствованием таких технологий, как гидравлический разрыв пласта, бурение горизонтальных скважин, глубоко проникающая перфорация. Польза их применения в оптимальных геолого-технических условиях безусловна.

Эксплуатация скважин сопряжена с такими осложняющими факторами, как солеотложения, асфальтосмолопарафиновые отложения и гидратообразование. В докладах, представленных на симпозиуме, рассматриваются основные методы борьбы с осложнениями, приводится оценка их эффективности и направления дальнейшей работы по поиску и внедрению эффективных технологий. Одной из наиболее актуальных проблем эксплуатации скважин в настоящее время остается высокая обводненность добываемой продукции. В представленных работах рассмотрены особенности проблем избыточных водопритоков; причины, приводящие к преждевременному обводнению, способы их определения и методы решения, а также современные методы и технологии регулирования процесса разработки и наиболее благоприятные геолого-физические условия их применения. Результатами исследований участников секции стали рекомендации по использованию той или иной технологии для получения наилучшего эффекта.

Участники симпозиума уделили внимание трудной задаче увеличения запасов, эффективность выработки которых может быть достигнута лишь при условии применения новых технологий извлечения нефти из недр, новых методов распознавания характера протекания внутрипластовых процессов. Эффективность работ непосредственно связана с использованием совершенных методов планирования разведки и разработки месторождений с учетом данных смежных отраслей народного хозяйства, применением автоматизированных систем управления процессами извлечения полезных ископаемых из недр, развитием методов детального учета строения пластов и характера протекающих в них процессов на основе детерминированных моделей. На **секции 11** «Энергоснабжение и автоматизация объектов нефтегазовой промышленности» представлены результаты актуальных и перспективных научных исследований, направленных на повышение качества современных методов энергоснабжения и автоматизации объектов нефтегазовой отрасли. Часть докладов посвящена решению указанных задач с точки зрения модернизации технологических процессов выработки тепловой и электрической энергии, в том числе на объектах децентрализованной энергетики.

Доклады, вошедшие в сборник трудов конференции, посвящены не только теоретическому изучению фундаментальных аспектов реальных производственных процессов, но и экспериментальным исследованиям прикладного характера с привлечением действующего технологического оборудования. Подавляющее большинство исследований выполнено с применением современного высокоточного аналитического оборудования, а также при использовании уникальных экспериментальных установок для получения достоверных данных о закономерностях большой группы взаимосвязанных физико-химических процессов.

Кроме этого, в рамках сборника представлены доклады, посвященные анализу действующих систем электроснабжения предприятий, осуществляющих разработку и эксплуатацию нефтегазовых месторождений Западной Сибири, предложены перспективные способы для обеспечения бесперебойного электроснабжения этих объектов.

В рамках **секции 12** «Современные технологии подготовки и переработки природных ресурсов» работали 2 подсекции.

Актуальность работ, представленных на подсецию 1 «Углеводородное сырье» заключается в решении научных и практических проблем в области получения, подготовки и переработки различных углеводородных систем: нефти, газоконденсатов, природных и попутных газов и горючих сланцев.

Важно отметить, что студентами, аспирантами и молодыми учеными при выполнении научных работ использовались современные физико-химические методы исследования различных микро – и мезопористых цеолитных материалов, модифицированных различными металлами: цинка, галлия, никеля, хрома 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. В работах 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.

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 (доклады А.А. Марковой, С.Н. Джалиловой);

- получение различных модифицированных нефтеполимерных смол с улучшенными характеристиками из жидких продуктов пиролиза;

- технологии подготовки природных и попутных нефтяных газов, моделирование процессов промышленной подготовки газа и промышленной сепарации и других процессов превращения углеводородов (доклады Талл Фатимата, И.А. Лиинтин, А.Б. Гомбоевой, И.В. Кувинова, К.С. Зверева, Т.Г. Поляковой и др.).

Доклады, представленные на подсецию подсецию 2 «Химические технологии подготовки и переработки горючих ископаемых» посвящены вопросам переработки нефти, газа, горючих сланцев и других горючих полезных ископаемых с использованием метода математического моделирования. Они освещают

следующие направления: совершенствование технологии переработки нефти и газа, закономерности химических превращений в процессах переработки нефти и газа в моторные топлива и биоразлагаемые ПАВ в производстве синтетических моющих средств, анализ применения присадок для улучшения низкотемпературных свойств дизельных топлив, разработка расчетных методов определения антидетонационных свойств бензинов, анализ влияния присадок на структурно-механические свойства модельных водонефтяных эмульсий. В представленных докладах отражены результаты самостоятельных авторских исследований, полученные в результате обобщения фактического материала, аналитических исследований с применением современных методов, таких как метод математического моделирования, квантово-химические методы, хроматография, ИК-спектроскопия, энергодисперсионная рентгенофлуоресцентная спектрометрия.

На **секции 13** – «Комплексное использование минерального сырья» – доклады освещают научные и практические проблемы в области комплексного использования минерального сырья. Студенты, аспиранты и молодые ученые рассматривают современные способы получения неметаллических материалов из минерального сырья природного и техногенного происхождения, полностью отвечают научному направлению и тематике секции.

В докладах **14-й секции** 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 вскрытия продуктивных горизонтов, технических средств и технологий для снижения сроков строительства скважин. В ряде докладов представлены результаты разработки новых способов разрушения горных пород. 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.

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 прогнозирования процесса бурения.

В ряде докладов излагался ход проектирования и изготовления лабораторных установок для научных исследований в области бурения скважин. Некоторые разработки молодых ученых ориентированы на получение патентов на изобретения или полезную модель.

В докладах на **секцию 15** «Горное дело. Разработка рудных и нерудных полезных ископаемых. Машины и комплексы», представлены 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 разработке автоматизированной системы контроля смещения горной массы на открытых горных работах, определению прочностных и деформационных свойств соляных пород, подогреву в шахтных калориферных установках, роботизированным комплексам для подземной разработки мощных угольных и алмазосодержащих россыпных пластовых месторождений.

В настоящее время активно проводится поиск новых способов бурения скважин различного назначения. Одним из перспективных способов является шароструйное бурение скважин, а также исследование эффективности применения гидромеханической системы формирования силовых импульсов для горизонтально направленного бурения пилотных скважин, активно исследуемое в Инженерной школе природных ресурсов ТПУ. Достоверность полученных результатов подтверждается значимым количеством экспериментальных исследований с применением современных методов анализа.

Авторы докладов, представленных на **16 секцию** «Современные техника и технологии транспортировки и хранения нефти и газа», рассматривают важные вопросы, касающиеся проблем повышения надежности трубопроводных систем, обработки нефтяных дисперсных систем перед транспортировкой, мониторинга состояния оборудования транспорта и хранения нефти и нефтепродуктов, использования новых конструкционных материалов; модернизации участков газо- и нефтетранспортных систем.

Как известно, трубопроводный транспорт углеводородов представляет собой чрезвычайно широкую область материального производства, которая применяет современные технологии и достижения науки и техники, и неразрывно связана с другими сферами производства. Данный факт подтверждает разнообразие тем, представленных студентами, магистрантами и аспирантами на ежегодном научном симпозиуме.

Стоит отметить, что все работы имеют практико-ориентированную направленность, в них отражены такие вопросы как исследование коррозионного состояния трубопроводов, применение криогелей для повышения надежности магистральных трубопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов, повышение энергоэффективности технологических процессов транспортировки нефти, влияние ультразвуковой обработки на структурно-реологические свойства нефтяной дисперсной системы, методы повышения надежности

внутрипромысловых трубопроводных систем; повышение эксплуатационных свойств промыслового трубопровода путем применения композитных материалов, анализ эффективности диагностических приборов и др.

Доклады, представленные на подсекцию 1 «Методы математического моделирования процессов транспорта и хранения углеводородного сырья» посвящены вопросам теоретического и практического исследования процессов, сопровождающих течение гомогенных и гетерогенных инертных и химически реагирующих углеводородных смесей (газ/капельная среда/твердые частицы), осложненных тепломассопереносом, неустойчивостью тепловой и вихревой природы, влиянием внешних и внутренних сил (реологией, фазовыми явлениями в окружающей среде, переменностью тепло-, электро-, магнитодинамических и физических свойств) во внутренних системах (каналах, трубах). Данные исследований отвечают актуальности изучения проблем нефтегазовой отрасли РФ и преследуют цель: внесения дополнений, уточнений в инженерные методики прогноза функционирования специального оборудования, используемого в нефтяной промышленности; выдачи рекомендаций по комплексному моделированию и уяснению явлений переноса в средах со взвешанными частицами, ламинаризации, ультразвуковыми и тепломассообменными процессами; технологиях борьбы с загрязнениями при бурении, транспортировке углеводородного сырья; разделения водонефтяных эмульсий, сепарации и фильтрации.

Научная и практическая значимость, новизна результатов докладов определяется данными авторов в моделировании и выявлении закономерностей, сопровождающих движение УВ смесей, управления технологическими процессами воздействия на реологические свойства промысловых жидкостей при бурении нефтяных скважин, гидродинамики и тепломассопереноса при ламинаризации, парафиноотложения; изменений параметров течений реологически сложных дисперсных систем (суспензий, эмульсий, пен), механизмов тепломассопереноса в системах: порода -стенка оборудования -рабочее тело.

Особый интерес для практики прикладных исследований представляют экспериментальные результаты, а также данные математического моделирования, которые в той или иной мере связаны с выяснением сути, особенностей, сопровождающих процессы переноса импульса, массы и энергии при движении реологически сложных гомогенных и гетерогенных вязких смесей во внутренних системах с эксцентрично расположенными круглыми ядрами с вращающейся стенкой: по структуре потоков жидкостей с твердыми частицами различного размера, формы в скважинах и бурительных колоннах с произвольным значением эксцентриситета; узлах и соединениях с переменной по длине площадью поперечного сечения.

Доклады, представленные на **17 секцию** «Экономика минерального и углеводородного сырья. Природоресурсное право» полностью отвечают научному направлению и тематике секции, выполнены на высоком уровне с использованием современных знаний в области экономики и управления в нефтегазовой отрасли.

Актуальность заключается в решении научных и практических проблем профессиональной деятельности в области экономики минерального и углеводородного сырья. В представленных докладах отражены комплексные исследования в сфере управления, организации производства и менеджмента в нефтегазовой отрасли; отражены результаты самостоятельных авторских исследований, полученные в результате обобщения фактического материала, аналитических исследований с применением современных экономических моделей, расчетов и методов математической статистики.

Секция 18 «Геология, горное и нефтегазовое дело (доклады на английском и немецком языках)» была разделена на 2 подсекции. Авторы обсуждали актуальные проблемы геологии и освоения недр, мировые достижения в области науки и техники, а также нарабатывали навыки общения на профессиональном иностранном языке. Активное участие в работе секции приняли участники из ближнего и дальнего зарубежья.

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. 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.

Обилие тем и динамичный график работы секций сделали заседания интересными, познавательными и, безусловно, полезными для подготовки высококвалифицированных специалистов. А нетрадиционный для данного симпозиума онлайн формат проведения, позволил всем желающим принять участие в работе секций.

Редакционная коллегия симпозиума выражает благодарность администрации Национального исследовательского Томского политехнического университета (врио ректора ТПУ, профессору Андрею Александровичу Яковлеву, проректору по образовательной деятельности Михаилу Александровичу Соловьеву, проректору по научной работе и инновациям Юсубову Мехману Сулейману оглы), руководству Инженерной школы природных ресурсов ТПУ (директору ИШПР ТПУ Артёму Сергеевичу Боеву), ПАО «Газпром», финансовая поддержка которых способствовала проведению симпозиума и изданию данного сборника.

Оргкомитет симпозиума

С Е К Ц И Я 9

ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА РУД РЕДКИХ И РАДИОАКТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ, СТРАТЕГИЧЕСКИХ МЕТАЛЛОВ

РТУТЬ В УГЛЯХ ШУБАРКОЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А. Амангельдыкызы

Научный консультант - д.г.-м.н. **В.И.Серых**

Карагандинский государственный технический университет, г.Караганда, Казахстан

Ртуть, являясь одним из наиболее опасных токсичных элементов представляет интерес многих специалистов из разных направлений. Одним из существенных источников поступления соединений ртути в атмосферу являются продукты переработки угля и нефти. Очевидно, объемы поступления ртути в окружающую среду во многом зависят от ее содержания в исходном сырье, в том числе в угле и нефти, и ее количествах, не улавливаемых при добыче угля, нефти и их переработке.

К настоящему времени накоплен обширный материал о геохимии ртути в углях, о закономерностях ее поведения при сжигании угля, при транспортировке и хранении золошлаков [1-5]. Появились аналитические методы и аппаратура, позволяющие оперативно анализировать содержание ртути в различных компонентах окружающей среды с низкими пределами обнаружения и высокой чувствительностью.

Согласно оценкам [2], выполненным на представительном материале, среднее содержание ртути в каменных и бурых углях мира одинаково-0,1 г/т, что предполагает несущественное влияние угольного метаморфизма на уровни ее накопления в угольных пластах. Учитывая высокое сродство к гумусовому органическому веществу и выраженные сульфофильные свойства ртуть аттестуется как высокоуглефильный элемент [2].

В целом угли Казахстана отличаются высокой ртутоносностью. Наличие очагов исторического загрязнения, а также «новые» источники загрязнения (непреднамеренные эмиссии ртути, обращение с ртутьсодержащими отходами и другие) делают проблему ртутного загрязнения актуальной для Казахстана [3]. Принимая во внимание существующие проблемы в области ртутного загрязнения, проведена оценка ртутоносности углей Шубаркольского месторождения, находящегося в Центральном Казахстане. Месторождение представляет собой ассиметричную мульду, выгнутую в субширотном направлении с наибольшими размерами осей 15,0 и 6,5 км площадью 702 км. В геологическом строении месторождения принимают участие терригенно-карбонатные отложения верхнего девона и нижнего карбона, терригенные породы средневерхнекаменноугольного возраста (мезозойские отложения), а также рыхлые продукты выветривания мезозоя и рыхлые отложения кайнозоя.

Аналитические исследования по определению содержания ртути в углях Шубаркольского месторождения методом атомно-адсорбционной спектроскопии на анализаторе ртути «РА-915+» с пиролитической приставкой «ПИРО-915+» выполнены на базе кафедры геоэкологии и геохимии Национального исследовательского Томского политехнического университета. Исследования форм нахождения ртути проводились в лаборатории электронно-оптической диагностики Международного инновационного научно-образовательного центра «Урановая геология» кафедры геоэкологии и геохимии Национального исследовательского Томского политехнического университета на электронном сканирующем микроскопе Hitachi S-3400N с энергодисперсионным спектрометром EDX Bruker.

По проведенным исследованиям установлено что распределение ртути на Шубаркольском месторождении весьма неравномерно. В таблице 1 приведены содержания ртути в угольных пластах 2В, 1В, 1В₂ Центрального, Западного участков.

Таблица 1

Содержание ртути в угольных пластах 2В, 1В, 1В₂ Центрального и Западного участков, мкг/кг

| Проба | A ^d | Номер пробы | Среднее содержание Hg, мкг/кг |
|---------------------------------------|----------------|----------------------------------|-------------------------------|
| Пласт 1В ₂ уч. Центральный | 9.4 | 1, 6, 14, 20 | 6,425 |
| Пласт 2В уч. Центральный | 5.67 | 2, 3, 4, 7, 5, 10, 11, 12, 13,19 | 8,77 |
| Пласт 1В уч. Западный | 13.4 | 9, 16, 15 | 24,23 |
| Пласт 2В уч. Западный | 6.7 | 8, 17, 18 | 21,7 |

Как видно из таблицы, средние содержания ртути в угольных пластах на двух участках значительно рознятся. Угли Западного участка значительно ртутоносны и превышают среднее значение ртути в углях Центрального участка почти в 2,5 раза. Но несмотря на это, проведенный анализ содержания ртути в опробованных углях этих участков свидетельствует о том, что полученные значения существенно ниже предельно допустимых концентраций данного элемента

Обратная ситуация наблюдается в Восточном участке где имеется повышенное аномальное содержание урана. Всего было проанализировано 5 проб, 4 из которых выветрелые угли и 1 проба аргиллита (табл.2).

Таблица 2

Содержание Hg в пробах отобранных в Восточном участке, мкг/кг

| № пробы | Состав пробы | Содержание Hg, мкг/кг |
|---------|---|-----------------------|
| 21 | Уголь окисленный/выветрелый | 223,9 |
| 22 | Уголь выветрелый из зоны повышенного содержания урана | 4020 |
| 23 | Уголь выветрелый из зоны повышенного содержания урана | 3377 |
| 24 | Уголь выветрелый из зоны повышенного содержания урана | 5914 |
| 25 | Аргиллит кровли пласта 2В | 22640 |

Как видно из таблицы содержания ртути выше таковых по сравнению с Центральным и Западным участками в 500 а то и 1000 раз, а также превышают предельно допустимые концентрации ртути в углях.

Распределение ртути обычно контролируется двумя свойствами углей: зольностью и сернистостью, причем для углей малозольных, бедных терригенной золой, увеличение зольности может быть эквивалентным нарастанию сернистости в форме пирита. Вид зависимости “зольность — содержание Hg в угле” определяется балансом виртуальных (генетических) фракций ртути. Если доминирует ртуть в составе кластогенной золы, то зависимость в угле близка к линейной, а если существен вклад аутигенной сорбционной фракции (имеющей модалные формы $Hg_{орг}$ или $Hg_{сульф}$), то линейная зависимость ослабевает, осложняясь сорбционным оптимумом, а для золы проявляется негативная корреляция в координатах “зольность — содержание Hg в золе” [4].

Выполнен корреляционный анализ распределения Hg в углях пластов 2В, 1В₁, 1В₂ Центрального и Западного участков Шубаркольского месторождения, где значение ртути в пластах и зольность взяты как среднее по пласту (рис. 1).

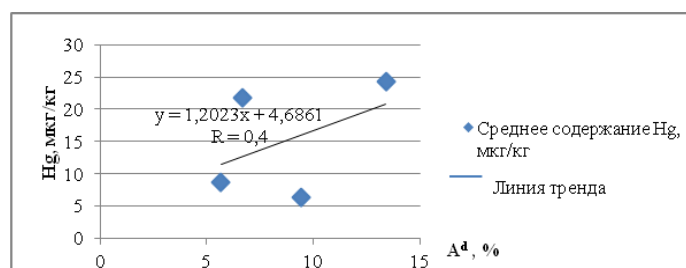


Рис. 1 График распределения Hg в углях в зависимости от их зольности

Данный анализ свидетельствует о зависимости ртути от зольности в породе (рисунок 1), которая описывается уравнением 1:

$$y = 1,2023x + 4,6861 \quad (1)$$

Статистика данного уравнения: $R=0.4$, подтверждает среднюю степень корреляции Hg с зольностью углей месторождения Шубарколь.

Анализ обширного материала о генезисе ртути [4,5] в углях показал что возможно как синегенетическое, так и эпигенетическое накопление ртути. При углеобразовании торфяники могут обогатиться ртутью двумя путями: при условии если в них разгрузались термальные воды или попадала ртутьносная пирокластикка; при условии если в них формировался сингенетический пирит, который мог концентрировать ртуть из окружающей среды.

Формы нахождения ртути весьма разнообразны. Согласно обобщению [5] ртуть в углях распространена в форме сульфидов (киноварь, содержащий ртуть пирит и другие сульфиды), в сорбированной форме в органике и минеральном веществе, в виде комплексных органических соединений. Исследования угля на сканирующем электронном микроскопе с энергодисперсионным спектрометром EDX Bruker не выявили минеральные формы ртути. Вероятно, ртуть присутствует в качестве примеси и в других минералах (пирите, карбонатах), но ее содержание там ниже предела обнаружения анализа.

Таким образом, проведенные исследования показали, что угли Шубаркольского месторождения в целом отличаются неравномерным распределением ртути. Имеются отдельные участки аномально обогащенные ртутью. Это требует систематического контроля за ее содержанием в углях месторождения и экологической обстановкой района месторождения.

Литература

- Арбузов С. А. и др. Геохимия ртути в углях Сибири //Ртуть в биосфере: эколого-геохимические аспекты. – 2015. – С. 27-31.
- Ketris M. P., Yudovich Y. E. Estimations of Clarkes for Carbonaceous biolithes: World averages for trace element contents in black shales and coals //International Journal of Coal Geology. – 2009. – Т. 78. – №. 2. – С. 135-148.
- Мустафина В. В., Душкина Ю. Н. Ртутное загрязнение в Казахстане: текущая ситуация и существующие проблемы //IV Международная конференция "Актуальные научные и научно-технические проблемы обеспечения химической безопасности". – 2018. – С. 88-89.
- Кетрис М. П., Юдович Я. Э. Проблема ртути в углях //Вестник института геологии Коми научного центра Уральского отделения РАН. – 2004. – №. 10.
- Юдович Я. Э., Кетрис М. П. Токсичные элементы-примеси в ископаемых углях. Екатеринбург: УрО РАН, 2005. ISBN 5-7691-1521-1. – 2005.

**КОРРЕЛЯЦИЯ ТОНШТЕЙНОВ ЧЕРНОГОРСКОЙ СВИТЫ МИНУСИНСКОГО УГОЛЬНОГО
БАССЕЙНА**

А.В. Вергунов

Научный руководитель - профессор С.И. Арбузов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Пирокластический материал в угле изменен и чаще всего представлен в виде специфических прослоев – тонштейнов. Они имеют преимущественно каолиновый состав, большую протяженность и используются для корреляции угольных пластов в границах месторождений и бассейнов, а также выяснения периодичности и состава продуктов вулканической деятельности [1].

Тонштейны достаточно хорошо распознаются в угольных пластах Минусинского бассейна. Они характеризуются небольшой, но при этом выдержанной по простиранию, мощностью. Мощность тонштейнов обычно не превышает 2-3 см, лишь в отдельных случаях достигает 5 см (маркирующий тонштейн пласта Гигант Черногорского месторождения и тонштейн на границе пласта 16 и 16а Бейского месторождения). Границы прослоев четкие, контрастные. Тонштейны отчетливо выделяются светлой окраской на фоне угля, что отличает их от терригенных породных прослоев, обычно окрашенных в темные цвета за счет органического вещества [2].

В результате исследований установлено, что все изученные тонштейны имеют преимущественно каолиновый состав. При этом встречаются как практически мономинеральные каолиновые породы (от 73 до 100% каолинита), так и тонштейны смешанного состава. Второстепенными минералами являются фосфаты (гойяцит, плумбогуммит и фторапатит), полевые шпаты, кварц, кристобалит, тридимит. Главными вторичными минералами обычно бывают карбонаты (сидерит, доломит, редко кальцит).

Первичный состав пирокластического материала реставрировать достаточно сложно, так как он претерпел практически полное изменение. Минеральный состав самих тонштейнов для этих целей пригоден в малой степени. Можно использовать лишь сохранившиеся реликтовые структуры отдельных минералов, редкие реликты полевых шпатов, кварца, тридимита и отдельные акцессории (циркон). При этом 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 [2].

Одним из параметров, помогающим определить состав исходных пеплов является титановый модуль (TiO_2/Al_2O_3). Исследования Д.А. 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 составов [4].

Дополнительным средством восстановления состава исходной пирокластики является классификационная диаграмма Винчестера и Флойда [5]. Использование данной диаграммы ограничено различной подвижностью элементов, отношение которых легли в ее основу. Установлен значительный вынос циркония и ниобия из пепловых горизонтов в процессе разложения и перекристаллизации первичного минерального вещества вплоть до мономинерального каолинового состава [2].

Определение состава исходных пеплов с помощью комплекса методов показало, что для Черногорского месторождения характерен выдержанный состав пирокластического материала. Он изменяется в основном от андезитового до риодацитового [3]. Для Бейского месторождения характерен схожий состав пеплов, что и для Черногорского. Изыскское месторождение характеризуется пирокластическим материалом кислого и щелочного составов.

Среди изученных в Минусинском бассейне тонштейнов встречаются как низкорadioактивные, так и высокорadioактивные разности. Среди тонштейнов с повышенной radioактивностью можно отметить в Черногорском месторождении прослой в пластах Гигант I, Великан I и Двухаршинный, а в Бейском месторождении – в пластах 16, 16а, 19 и 19а. Содержание тория в них колеблется от 30 до 120 г/т, содержание урана достигает 25 г/т. Торий-урановое отношение в основном повышенное и колеблется от 4 до 8, но бывает и сравнительно низким.

Проведенные сопоставления особенностей минерального и химического состава тонштейнов позволяет использовать их для корреляции угольных пластов Черногорского и Бейского месторождений. В общем виде угольный пласт Гигант I (верхняя часть) сопоставляется с пластом 16-16а. Пласт Великан I сопоставляется с пластом 19, а пласт Двухаршинный – с пластом 19в.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 19-35-90010.

Литература

1. Адмакин Л.А. Тонштейны – геохронометры древних эруптивных циклов / Л. А. Адмакин // Доклады АН СССР. – 1991. – Т. 320. – № 5. – С. 1194–1197.
2. Арбузов С. И., Ильенок С.С., Вергунов А.В. и др. Минералого-геохимическая идентификация продуктов эксплозивного вулканизма в углях Минусинского бассейна //Петрология магматических и метаморфических комплексов. – 2017. – С. 35-37.
3. Вергунов А.В. Роль палеовулканизма в накоплении редких металлов в углях Черногорского месторождения Минусинского угольного бассейна / А.В. Вергунов // Проблемы геологии и освоения недр. – 2017 – Т. 2. – С. 40-41].
4. Spears D.A., Kanaris-Sotiriou R. A geochemical and mineralogical investigation of some British and other European tonsteins / D. A. Spears, R. Kanaris-Sotiriou // Sedimentology. – 1979. – V. 26. – P. 407–425.
5. Winchester J.A., Floyd P.A. Geochemical discrimination of different magma series and their differentiation products using immobile elements / J.A. Winchester, P.A. Floyd // Chemical Geology. – 1977. – V. 20. – P. 325–343.

НАКОПЛЕНИЕ РЕДКИХ ЭЛЕМЕНТОВ В ТОРФЕ В ЗОНЕ ВЛИЯНИЯ ТЕРМАЛЬНЫХ ВОД ИСТОЧНИКА ПАРАТУНКА (КАМЧАТСКИЙ КРАЙ)

Е.С. Водина

Научный руководитель - профессор С.И. Арбузов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В данной работе рассматриваются закономерности латерального распределения редких элементов в торфе в зоне влияния гидротерм на примере источника Паратунка Камчатского края.

Объектами исследования являются торф и пепловые прослойки извержения кратера Бараний Амфитеатр вулкана Опача (1500 л.н.) и вулкана Ксудач (1800 л.н.) юга Камчатского края подверженные воздействию термальных минерализованных гидрокарбонатных вод ист. Паратунка (рН 7,5) [5].

Целью данного исследования является изучение влияния гидротерм на торфяные залежи, как источника привноса ценных компонентов в торфяник, и возможность формирования оруденения в связи с этим воздействием.

Для реализации поставленной цели выполнены следующие задачи:

- изучен химический состав термальных вод источника Паратунка;
- установлена группа элементов, привнесенная гидротермальным источником в торфяник;
- выявлены закономерности влияния гидротерм на пепловые горизонты в торфяном массиве;
- выполнен сравнительный анализ уровней накопления элементов-примесей с их кларковыми и промышленными содержаниями.

Район исследований находится на юге Камчатской области (рис. 1). Место отбора проб расположено в зоне воздействия гидротермального источника, на левом берегу р. Паратунка и в 3 км юго-западнее одноименного села (Елизовский район).

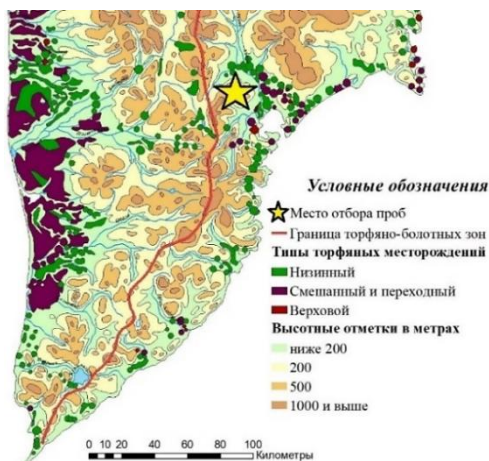


Рис. 1 Карта-схема торфяных месторождений на юге Камчатского края

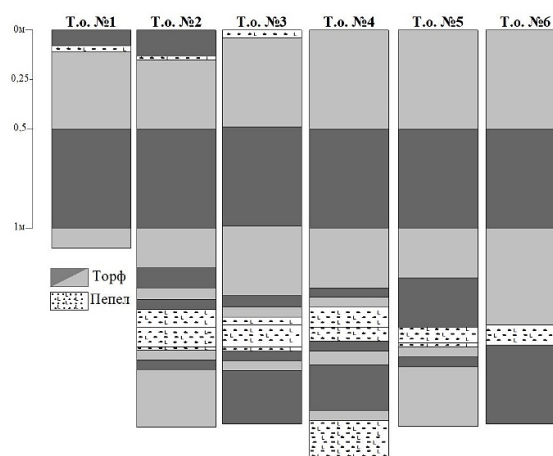


Рис. 2 Схемы разрезов с точек отбора проб

Отбор проб был произведен в 2019 г. с помощью торфяного бура. Всего опробовано 6 вертикальных сечений торфяника (рис.2). Они находятся на небольшом расстоянии друг от друга (не более 10 м между соседними точками). Отбор производился следующим образом: первая точка отбора находится перед гидротермальным источником вне зоны непосредственного влияния термальной вод; вторая точка отбора на максимально близком расстоянии от него в зоне влияния; последующие четыре точки располагаются по направлению течения гидротермы через каждые 5-10 м. Всего было отобрано 57 проб, из них 41 – торф и 16 – вулканогенная пирокластика. Мощность интервалов опробования в каждом сечении составила от 1,5 до 50 см.

Элементный состав отобранных проб торфов, и содержащихся в них вулканогенных прослоев пепла изучен с помощью метода ИНАА (инструментальный нейтронно-активационный анализ) в ядерно-геохимической лаборатории Международного инновационного научно-образовательного центра (МИНОЦ) «Урановая геология» на базе исследовательского ядерного реактора ИРТТ НИ ТПУ (аналитик А.Ф. Судыко).

Пробы термальной воды анализировались методом ICP MS в проблемной научно-исследовательской лаборатории гидрогеохимии ТПУ (исполнитель А.С. Торопов).

По результатам ИНАА построены диаграммы средневзвешенных содержаний некоторых элементов (Zn, As, Br, Rb, Σ PЗЭ, Sb, La, Yb и U) (рис. 3, 4). С помощью этих графиков можно наблюдать как накапливались элементы до воздействия термальных вод (точка отбора 1), вблизи источника (точка отбора 2) и как эти элементы мигрируют по течению Паратунки (точки отбора 3-6). Повышенные средневзвешенные содержания отмечаются непосредственно вблизи гидротермы для Zn, As, Sb, La и Σ PЗЭ, Большинство элементов имеют минимальную концентрацию в первой точке отбора вне зоны влияния гидротерм. Такие элементы, как Br, Rb, Yb и U имеют примерно одинаковые содержания по всей латерали. Другими авторами также отмечаются повышенные содержания As, Sb, Zn и Rb в гидротермальных системах Камчатки [1, 4]. Как отмечают Г.А. Карпов и др. для гидротерм с рН выше 5,0 высокие содержания PЗЭ не характерны, что отражено и в данном исследовании [2].

**СЕКЦИЯ 9. ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА РУД РЕДКИХ И РАДИОАКТИВНЫХ
МЕТАЛЛОВ, СТРАТЕГИЧЕСКИХ МЕТАЛЛОВ**

У ист. Паратунка отсутствует ярко выраженная связь с вулканизмом, разломная тектоника контролирует его положение и приурочен он к грабеноподобной структуре [6]. По классификации О.А. Аленина вода относится к весьма горячей ($t=50^{\circ}\text{C}$) и относится к гидрокарбонатно-сульфатному кальциево-натриевому типу (соответственно 74; 840; 170; 270 мг/л).

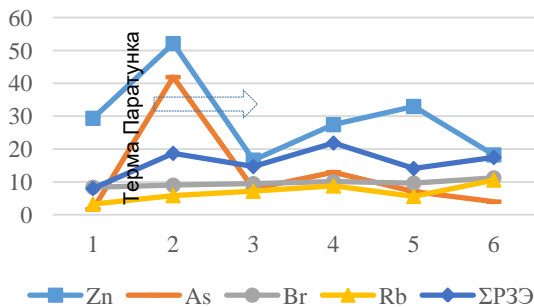


Рис. 3 Диаграмма средневзвешенного содержания Zn, As, Br, Rb и ΣPЗЭ в точках отбора в породе. Стрелка указывает направление течения гидротермы

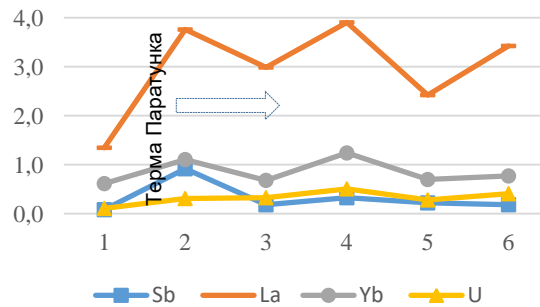


Рис. 4 Диаграмма средневзвешенного содержания Sb, La, Yb и U в точках отбора в породе. Стрелка указывает направление течения гидротермы

Результаты анализа ICP-MS воды из точек отбора 2 и 5 по некоторым компонентам (Zn, As, Br, Rb, Sb и U) сопоставимы с их средними содержаниями в пресных подземных и речных водах (табл.). Воды Паратунки более богаты As, Br, Rb и Sb, обеднены - Zn и U. Элементы, которыми богата гидротерма, могут накапливаться в торфянике в промышленных содержаниях (торф является хорошим сорбентом).

Таблица

Результаты анализа ICP-MS проб воды по некоторым элементам, средний химический состав пресных подземных и речных вод умеренного климата (мкг/л)

| Элемент | Zn | As | Br | Rb | ΣPЗЭ | Sb | La | Yb | U | W | Ge |
|----------------------------|------|-------|-------|------|-------|-----|-------|-------|--------|------|-----|
| Точка отбора 2 | 1,8 | 170,3 | 113,6 | 14,4 | 0,017 | 2,9 | 0,002 | 0,001 | 0,0003 | 20,6 | 3,5 |
| Точка отбора 5 | 0,3 | 139,8 | 119,1 | 14,9 | 0,053 | 3,1 | 0,006 | 0,001 | 0,0002 | 22,9 | 2,9 |
| Пресные подземные воды [7] | 42,8 | 1,6 | 85,6 | | | 0,6 | | | 0,5100 | | |
| Речные воды [3] | 10,0 | 2,0 | 20,0 | 1,0 | | 1,0 | | | 0,0400 | | |

При сопоставлении содержаний изучаемых компонентов в породе и воде, можно сделать вывод, что термальна вода Паратунки является источником повышенных концентраций в торфе таких элементов как Zn, As, Sb и La. Также прогнозируются повышенные содержания W и Ge (их содержание определялось только в воде).

Изменения содержания изучаемых элементов в пелловых горизонтах в зависимости от положения относительно источника выявлено не было.

Таким образом, установлено, что воды Паратунки имеют богатый химический состав, являются источником привноса Zn, As, Sb и La (возможно W и Ge) в торфяник, которые могут концентрироваться в торфе.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда (проект № 18-17-00004).

Литература

1. Карпов Г.А. Кальдера Узон – пример современной рудообразующей системы // Гидротермальный процесс в областях тектоно-магматической активности. – М.: Наука, 1978. – С. 163–172.
2. Карпов Г.А. Содержание и источники редкоземельных элементов в современных вулканогенных гидротермальных системах Камчатки // Петрогеология. – 2013. – т. 21. – №2. – с. 163–176.
3. Кириухин В.А. Гидрогеохимия: Учеб. для вузов. – М.: Недра, 1993. – 384 с.
4. Набоко С.И. Металлоносность современных гидротерм в областях тектоно-магматической активности. – М.: Наука, 1980. – 198 с.
5. Переработка торфа Митогинского месторождения, расположенного в Усть-Большерецком муниципальном районе Камчатского края, с организацией производства топливных пеллет [Текст]: отчет о НИОКР / Науч.-исслед. Геотехнолог. Центр Дальневосточного отделения Российской ак. наук; рук. Пашкевич Р.И. – 2015. – 53 с. – исп. Р.И. Пашкевич, В.А. Горбач, Т.П. Белова и др.
6. Чудаев О.В. Геохимия и условия формирования современных гидротерм зоны перехода от Азиатского континента к Тихому океану: автореф. дис. ... д. г.-м.н.: 212.269.03 / О.В. Чудаев. – Томск.: 2002. – 59 с.
7. Шварцев, С.Л. Гидрогеохимия зоны гипергенеза / С. Л. Шварцев. - 2. изд., испр. и доп. – М.: Изд-во "Недра", 1998. – 365 с.

ПРОПИЛИТЫ И ИХ ПОИСКОВОЕ ЗНАЧЕНИЕ ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СТРАТЕГИЧЕСКОГО СЫРЬЯ

А.К. Газизова

Научный руководитель - профессор Е.Г. Языков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Значительную долю в поиске и разведке месторождений стратегического сырья занимают процессы гидротермального метаморфизма и метасоматических изменений пород. Метасоматизм процесс весьма сложный и очень интересный, на сегодняшнем этапе ведущие геологи достигли немалых высот в его изучении, что дает нам большую базу данных для его развития, а также мы можем реализовать все эти знания в наших работах. Несмотря на всю изученность данного процесса, работы по его дополнению достаточно, что дает нам большую площадку для самореализации в этом направлении геологической науки. В данной статье будут рассмотрены локальные метасоматиты пропилитовой формации.

Среди установленного к настоящему времени многообразия процессов гидротермального метаморфизма и типов метасоматически-измененных пород пропилиты занимают особое положение [1].

Пропилитизация представляет собой процесс регионального дорудного гидротермального метаморфизма, главным образом средних и основных по химизму вулканогенных пород. Она проявляется после складчатости и вулканогенных толщ и внедрения интрузий и протекает в различных по глубинности зонах в достаточно широком интервале температур.

Выделяются высокотемпературные (эпидот-хлорит-альбитовые) и низкотемпературные (хлорит-карбонатные, хлоритовые с адуляром или без него, цеолитсодержащие и т.д.) парагенезисы пропилитов. Эти парагенезисы соответствуют так же и некоторым фациям (условиям) глубинности послемагматического процесса.

В перечисленной выше последовательности названные парагенезисы отражают соответственно гипабиссальные, субвулканические и приповерхностные условия минералообразования.

Термины «пропилиты» и «пропилитизация» довольно часто используются в геологической литературе. Вместе с тем в отношении их содержания существуют различные представления; после чего можно говорить о двух тенденциях в их трактовке. Во многих работах пропилитовыми изменениями называются метасоматические преобразования, с которыми связано возникновение альбита, эпидота, хлорита и актинолита.

Вместе с данными минералами могут присутствовать карбонат, пирит, адуляр, серицит, цеолиты и другие. При подобном подходе учитывается лишь один из формационных признаков, а именно минеральный состав метасоматитов. Однако указанные минералы возникают в связи с самыми разнообразными формациями. Поэтому применение термина «пропилиты», или «пропилитизация», с данными лишь в отношении минерального состава метасоматитов представляется неверным. Более правильно в таких случаях употреблять термин «зеленокаменные изменения», не имеющий формационного смысла, а учитывающий лишь особенности минерального состава измененных пород [3].

Вторая тенденция выражается в стремлении исследователей вложить в термин «пропилиты» формационный смысл. Так, Д. С. Коржинский (1953) подчеркивает, что под пропилитизацией нужно понимать зеленокаменное изменение вулканогенных толщ, генетически связанное с геологическим циклом их формирования. Вслед за извержением лав и туфов среднего и кислого состава всегда следует некоторая деформация или складчатость вулканогенной толщи, с внедрением в нее интрузивных тел, преимущественно в виде малых интрузий. Вслед за тем восходящие послемагматические растворы вызывают пропилитизацию вулканогенной толщи и самих малых интрузий [3].

Так же можно подметить, что связь с некоторым обусловленным тектоно-магматическим периодом определяет и тип пропилитизации, и тип оруденения.

Образование формации пропилитизированных пород начинается одновременно с магматическим замещением вмещающей толщи, однако на удалении от магматического контакта, а также при отделении от него зоной ороговикования вмещающих пород. На магматическом (прогрессивном) этапе в процессе пропилитизации образуется вертикальная зональность, в которой глубинная зона, ближайшая к роговикам, образована биотит - актинолитовой, либо биотит-эпидотовой. Реже эпидот-актинолитовой фациями, а верхняя, удаленная от контакта, эпидот-хлоритовой или альбит-кальцит-хлоритовой фациями. Высокотемпературная область, находящаяся на глубине, растет за счет условий создаваемая верхней. Биотитизация распространяется вверх по трещинам в виде круто падающих линейных участков в эпидот-хлоритовой фации, при этом хлорит и альбит верхней зоны замещаются биотитом и актинолитом. Пример таких взаимоотношений фаций пропилитов в золоторудном месторождении Многовершинное в Нижнем Приамурье показан на рисунке.

В.Л. Русинов (1972) подчеркивает, что пропилитизация захватывает большие площади и проявляется в конце периода становления вмещающей вулcano-плутонической формации непосредственно вслед за внедрением субвулканических интрузивов [4].

С практической точки зрения весомость изучения пропилитизации очень велика, так как данный процесс имеет большое значение ввиду того, что он зачастую является первостепенным поисковым признаком для различных жильных, а возможно и для рудно-скарновых месторождений. Так как процесс пропилитизации является признаком мощного воздействия послемагматических растворов.

Области, которые охватывает пропилитизация так же имеет признаки мощного проявления других видов метасоматических процессов, таких как высокотемпературные процессы скарнообразования и низкотемпературные образования рудных жил.

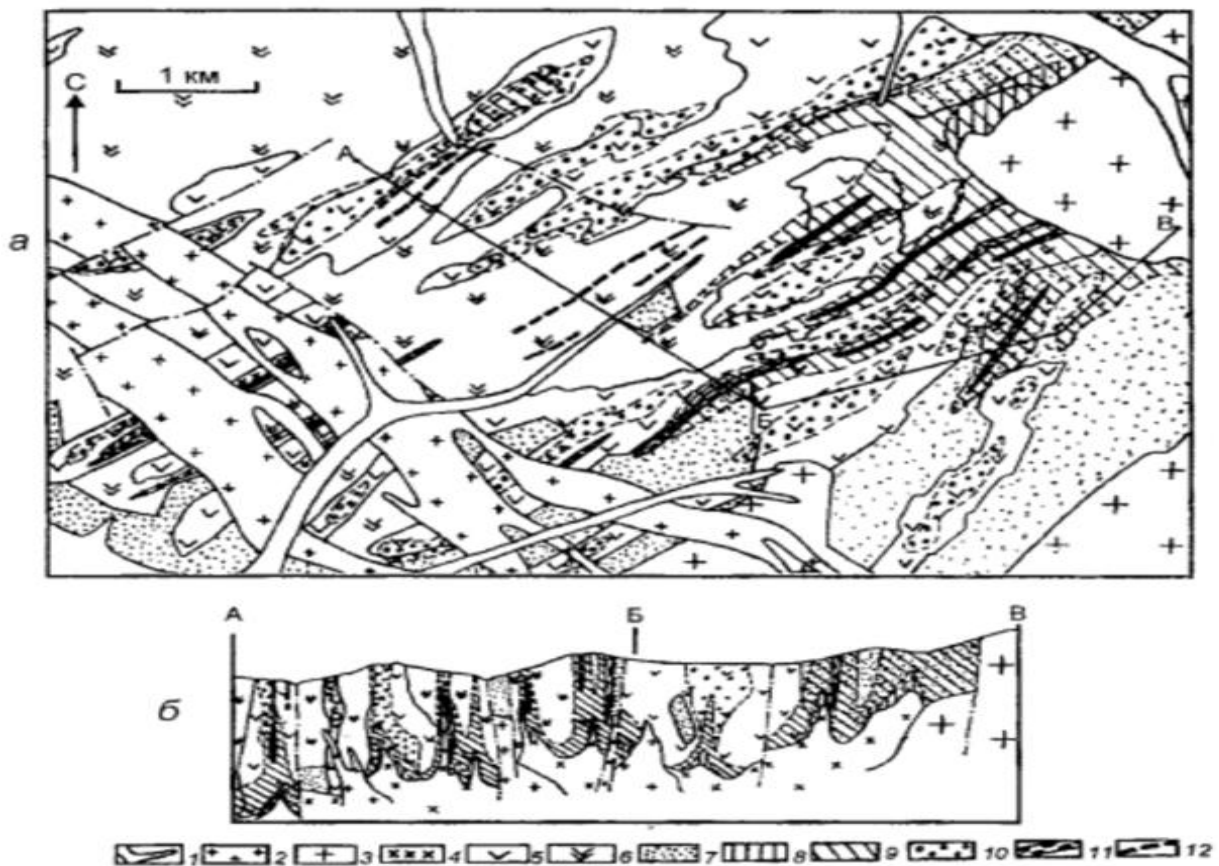


Рис. Схема распространения метасоматических фаций в рудном поле месторождения Многовершинное (Нижний Амур) [Русинов, 1989]

а-план, б-разрез по линии А-Б-В. 1-алювий; 2-гранодиорит - порфиры, гранит - порфиры и сиенит -порфиры V фазы внедрения; 3 – гранодиорит и сиенито - диориты IV фазы внедрения; 4 – щелочные гранодиорит – порфиры IV фазы; 5-6- андезито -дацитовая вулканическая фация (5- субвулканическая и жерловая фации, 6 – покровная фация); 7 – алевриты и песчаники; 8 – контактовые роговики; 9-10 – фации пропилитов (9 – биотитовая, 10 – эпидот-хлоритовая); 11 – околожильные березиты с варцево - рудными жилами; 12 – зоны надрудных прожилково - метасоматических изменений пород.

Литература

1. Василевский М.М. Вулканизм, пропилитизация и оруденение / М.М. Василевский. – М.: Недра, 1973.
2. Коржинский Д.С. Очерк метасоматических процессов – Основные проблемы в учении о магматогенных рудных месторождениях. 2-е изд. / Д.С. Коржинский. – М.: Изд-во АН СССР, 1955.
3. Омеляненко Б.И. Околорудные гидротермальные изменения пород / Б.И. Омеляненко. – М.: Недра, 1978.
4. Русинов В.Л. Геологические и физико - химические особенности пропилитизации / В.Л. Русинов. – М.: Наука, 1972.

УРАН И ТОРИЙ В ЛАМПРОФИРАХ АЛТАЕ-САЯНСКОГО РЕГИОНА

Б.К. Кенесбаев

Научные руководитель - профессор Л.П. Рихванов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Термин «Лампрофир» (в переводе с греческого lampros = блестящий) был предложен Гумбелем в 1874 г, чтобы охарактеризовать некоторые слюдяные дайки в СВ Баварии. Лампрофиры представляют собой сложную группу пород, которые имеют минералогическое сходство с некоторыми кимберлитами и лампроитами [11].

В классификации изверженных пород МСГН (Международный союз геологических наук) лампрофиры представляют собой особую группу пород, которая химически не может быть отделена от других магматических пород. Это сильно порфиновые, с полевыми шпатами и/или фельдшпатоидами, при наличии, приуроченными к основной массе, с биотитом/флогопитом и/или амфиболом и иногда клинопироксеном в качестве основных минералов. Они обычно встречаются в виде даек или небольших интрузий и часто демонстрируют признаки гидротермальных изменений [9].

Работа строится на районах исследования: Горный Алтай это лампрофиры Акташского, Юстыдского и Тархатинского ареалов, так называемый чуйский комплекс, а также Южно-Минусинская впадина, представленная Ербинским некком. Лампрофиры Горного Алтая были изучены и описаны такими учеными как Михалева Л.А., Оболенская Р.В., Мельгунов С.В., Ножкин А.Д., Митропольский А.С., Ковалев В.П., Крупчатников В.И., Васюкова Е.А. и др. Они представлены минеттами, камптонитами, вогезитами, мончикитами и керсантитами, последние менее распространены, но как правило, пространственно они разобщены [1,3,4,8].

Ербинский некк анкаратритов расположен в 2 км южнее станции Ербинской на левом склоне долины реки Бюра и образует небольшую высотку среди вмещающих гранодиоритов Уйбатского плутона. В плане тело имеет овалообразную форму сечением 190x320 м; юго-западный контакт падает под углом 35-50° к центру некка [7].

Минеральный состав был изучен и описан при помощи рентгенофазового анализа. Выполненного на дифрактометре PHASER D2 компании BRUKER. Минеральный состав анкаратритов Ербинского некка (образец №4, X10EN7) (%): группа пироксена до 50, две генерации флогопита до 14, фельдшпатоиды 11, пектолит 8, форстерит (оливин) 6, апатит, кальцит, пирит, магнетит, гранат 1-5. Минеральный состав минетт чуйского комплекса (%): калиевый полевой шпат 42-64, плагиоклаз 0,2-0,7, клинопироксен 7-20, биотит/флогопит 9-18,8, псевдоморфозы по оливину 1-6, апатита до 4,3, аксессуарные минералы (ильменит, титаномагнетит, сфен, рутил, брукит, циркон и др.) до 6,6. Керсантиты состоят из (%): плагиоклаза 40-68, клинопироксена 14-25, биотита/флогопита 7-30, аксессуарных (апатита, титаномагнетита, сфена) 1,5-4,5.

Петрохимический состав рассматриваемых пород представлен от щелочных пикритов до трахитов. Содержание кремнезема в породах меняется от 36 до 60 % [2]. Породы обладают довольно высоким суммарным содержанием щелочей – точки составов располагаются вдоль условной границы между умеренно-щелочными и щелочными породами. Они лежат в одной области со слюдяными минеттами Erzgebirge (LD2a) и близки к слюдяному порфиловому переходному типу кенсантит/минетта (LD2c) [10]. По типу щелочности анкаратриты Ербинского некка относятся к калиево-натриевому типу, а лампрофиры чуйского комплекса к калиевым. Породы Ербинского некка отличаются от лампрофиров Горного Алтая и Германии более низкими содержаниями SiO₂.

Главной особенностью изучаемых лампрофиров являются повышенные содержания U и Th. По содержанию урана анкаратриты Ербинского некка и лампрофиры чуйского комплекса сопоставимы с слюдяными минеттами Рудных гор Германии и с слюдяным порфиловым переходным типом кенсантит/минетта Рудных гор Германии (табл.). Из всех исследуемых пород лампрофиры Горного Алтая выделяются высокой ториеносностью, достигающей в некоторых образцах свыше 100 г/т. Данные по содержаниям элементов в породах получены посредством ИНАА. Следует также отметить, что по уровню накопления урана и тория породы Ербинского некка соответствуют щелочным сиенитам Енисейского кряжа [5]. А породы Горного Алтая близки к калиевым щелочно-ультраосновным дайковым породам массива Томтор [6]. Породы Ербинского некка также отличаются от пород Горного Алтая торий-урановым отношением, в первом оно колеблется от 1,6 до 6 и равно в среднем 3, когда в последнем при среднем 6,6 колеблется от 3 до 17, что свидетельствует о различных процессах рудообразования в данных комплексах (рис.).

Таблица

Содержания урана и тория в лампрофирах

| Ареал | U, ppm | Th, ppm | Th/U |
|---|------------------|--------------------|-----------------|
| Ербинский некк | 7,3 (2,8 – 10,9) | 21,5 (10,6 – 41,9) | 3 (1,6 – 6) |
| Горный Алтай | 9,3 (4,2 – 16,1) | 61,8 (18 – 136) | 6,6 (3 – 17) |
| LD2a (Слюдяные минетты, Erzgebirge) | 8,6 (1,6 – 14,6) | 50,7 (8,9 – 94,3) | 5,7 (4,1 – 6,5) |
| LD2c (Слюдяной порфиловый переходный тип кенсантит/минетта) | 7,9 (3,5 – 14,5) | 31,9 (13,1 – 58,1) | 4,1 (1,5 – 5,3) |

**СЕКЦИЯ 9. ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА РУД РЕДКИХ И РАДИОАКТИВНЫХ
МЕТАЛЛОВ, СТРАТЕГИЧЕСКИХ МЕТАЛЛОВ**

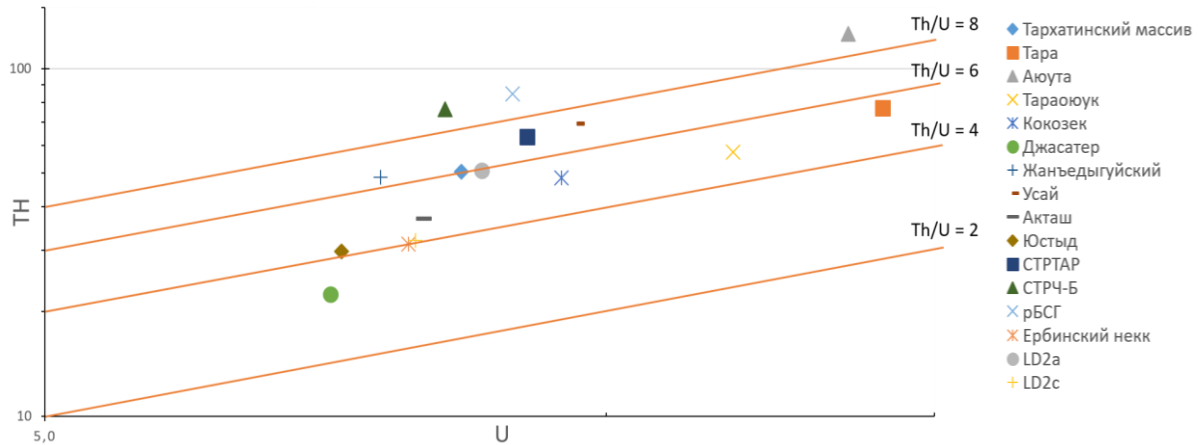


Рис. Положение пород в полях U-Th

Изучение радиографий шлифов показало, что для образцов Горного Алтая характерно равномерное распределение трекков по всему шлифу. Иногда встречаются более плотные скопления трекков, которые указывают на урансодержащие минералы. Также было найдено несколько «ежиков», в которых невозможно посчитать количество трекков, автор предполагает, что это собственные наноминералы урана. Следует отметить, что трекков не было замечено во флогопите (биотите). Для Ербинского некта характерно более равномерное распределение трекков в неизменной части шлифа. В измененной же встречаются треки повышенной плотности, что, как и в Горном Алтае, свидетельствует о наличии урансодержащих минералов.

При помощи сканирующей электронной микроскопии в Ербинском некте были совершены находки галенита, (предположительно) пирохлора с торием (0,8 – 13,2%) и ураном (0,7 – 10,6%). В образцах лампрофиров Горного Алтая найден циркон с торием (1,1 – 12,6%) и ураном (0,9-1,4), оксид свинца.

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. Кенесбаев Б.К., Васюкова Е.А., К вопросу о высоких концентрациях урана и тория в лампрофирах Алтае-Саянского региона, в книге: Новое в познании процессов рудообразования Сборник материалов, - Москва. – 2018. - С. 179-181.
3. 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. – С. 184.
4. Мельгунов С.В. Радиогеохимия и генезис слюдяных лампрофиров. // Геология и радиохимия Средней Сибири, Новосибирск: Наука. Сиб. Отд-ние. - 1985. – С. 141-157.
5. Ножкин А.Д., Кренделев Ф.П., Миронов А.Г., Бобров В.А., Радиоактивные элементы в гранитоидах и сиенитах Енисейского кряжа/ Радиоактивные элементы в горных породах, часть 1. – Новосибирск. – 1972. – С. 142-143.
6. Панина Л.И., Росокова Е.Ю., Исакова А.Т., Толстов А.В., Элеметы-примеси в щелочных лампрофирах, клинопироксенах и амфиболах Томторского массива и рудоносность формировавших их расплавов / Геохимия №7. – 2018. – С. 641-660.
7. Рихванов Л.П., Ершов В.В., Сарнаев С.И., Геохимические особенности щелочных базитов и ультрабазитов Минусинского прогиба/ Геохимические ассоциации редких и радиоактивных элементов в рудных и магматических комплексах. – Новосибирск: Наука. – 1991. – С. 97-109.
8. Оболенская Р.В. Чуйский комплекс щелочных базальтоидов Горного Алтая // Новосибирск: Наука. - 1971. – 141 с.
9. Le Maitre, R.W., Streckeisen, A., Zanettin, B., Le Bas, M.J., Bonin, B., Bateman, P., Bellieni, G., Dudek, A., Efremova, S., Keller, J., Lameyre, J., Sabine, P.A., Schid, R., Sørensen, H., Woolley, A.R. Igneous rocks - a classification and glossary of terms. Cambridge University Press, 2nd edition, - Cambridge. – 2002. P - 236.
10. Thomas Seifert, Metallogeny and petrogenesis of lamprophyres in the Mid-European Variscides. - IOS Press. – 2008. P – 305.
11. Woolley, A.R., Bergman, S., Edgar, A.D., Le Bas, M.J., Mitchell, R.H., Rock, N.M.S., Scott Smith, B.H. Classification of lamprophyres, lamproites, kimberlites, and the kalsilitic, melilitic, and leucitic rocks. The Canadian Mineralogist 34, - 1996. P - 175-186.

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ РЕДКОЗЕМЕЛЬНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ В ГРАНИТОИДАХ АКЧАТАУСКОГО МАСИВА ЦЕНТРАЛЬНЫЙ КАЗАХСТАН

А.Н. Копобаева, Г.Г. Блялова

Научный руководитель - профессор В.С. Портнов

Карагандинский государственный технический университет, г. Караганда, Казахстан

Акчатауский плутон расположен в Центральном Казахстане в северной части Джунгаро-Балхашской геосинклинали, на участке сочленения Жаман-Сарысуейского антиклинория и Токрауской впадины и приурочен к герцинской Восточно-Жамансарысуейской зоне тектоно-магматической активизации. Интрузии района представлены карбонowymi и пермскими габброидами и гранитоидами. Месторождения и рудопроявления приурочены к куполовидным осложнениям поверхности дугообразного выступа: с запада на восток это Акшатауский, Аксайский и Карашинский. Два первых вскрыты эрозией или разведочными работами (Аксай), третий предполагается по геофизическим данным [7]. Месторождение локализовано в купольной части крупного Акчатауского массива лейкогранитов и аляскитовых. В строение Акчатауского плутона выделяется две фазы и жильные образования [4] основного типа пород умеренно-щелочных лейкогранитов и гранитов. Форма массивов близка к лаколитообразным или куполовидным вытянуты в субмеридиональном простирании (рис. 1).

Исследования геохимических особенностей гранитоидов массива Акчатау базировались на 10 пробах, результаты которых были опубликованы [1]. Изученные гранитоиды характеризуются слабо пониженными содержаниями редкоземельных элементов.

Для диагностики распределения элементов была проведена нормировка данных по хондриту [3, 5] Оно заключалось в том, что концентрация каждого редкоземельного элемента в рассматриваемом образце делится на его концентрацию в хондритах. В результате по данным диаграммы (рис.2) нормализации в первой фазе выделяются как положительные, так и отрицательные аномалии Eu, Lu. Профиль РЗЭ в самих хондритах заметно больше обогащен легкими (от La до Nd) и обеднен европием по сравнению с соседними самарием и гадолинием и лютецием. Легкие редкие земли преобладают над тяжелыми (Gd-Lu).

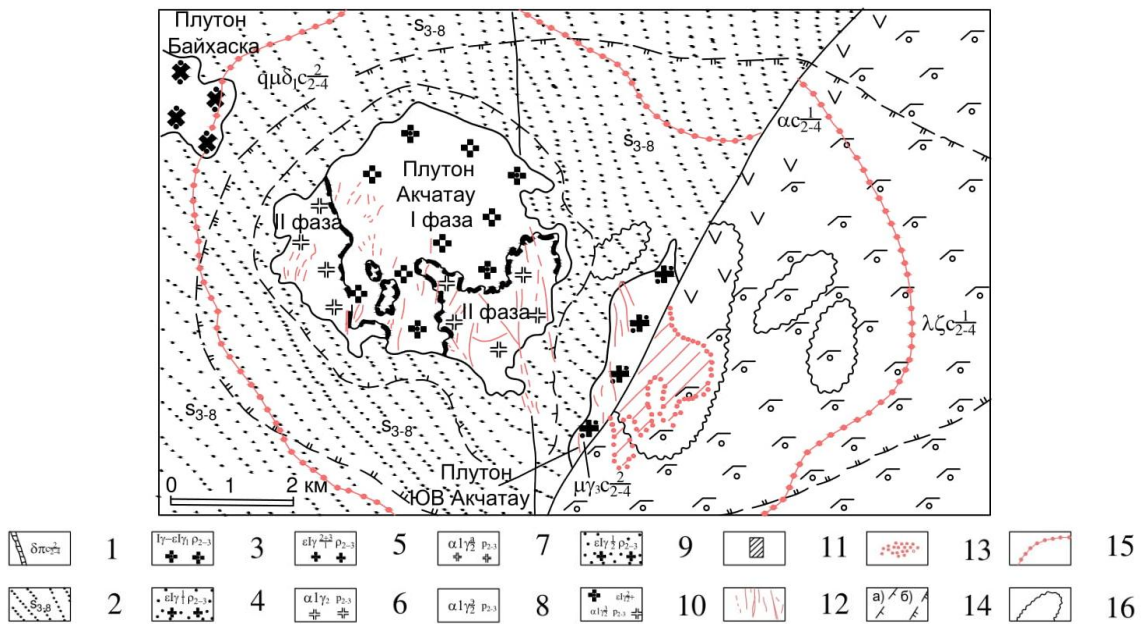


Рис.1 Схема Акчатауского плутона [4]

1 – Топарский комплекс, постплутонические дайки диорит-порфиритов, дорудные; 2 – гзуборитмичное чередование полимиктовых кислых граувакк и кислых и умеренно кислых алевролитов с прослоями и линзами конгломератов; 3 – главный интрузив: крупнозернистые порфиroidные лейкограниты и субщелочные лейкограниты; 4 – дополнительный интрузив: мелкозернистые резко порфиroidные субщелочные лейкограниты; 5 – пластообразные тела 1-ой и 2-ой генераций нераскартированные: тонко- и мелкозернистые равномернозернистые и порфиroidные субщелочные лейкограниты; 6 – главный интрузив, фация ядра: среднезернистые равномернозернистые аляскиты лейкогранитовые; 7 – главный интрузив, приконтактовая фация (зона закалывания): мелко-тонкозернистые аляскиты лейкогранитовые; 8 – дополнительный интрузив: мелко-тонкозернистые резко порфиroidные субщелочные лейкограниты; 9 – дополнительный интрузив: мелко-тонкозернистые резко порфиroidные субщелочные лейкограниты; 10 – пластообразные тела первой и второй генераций нераскартированные: мелкозернистые неравномернозернистые субщелочные лейкограниты и тонкозернистые аляскиты лейкогранитовые; 11 – участок распространения флюидонасыщенных даек микроклин-альбитовых тонкозернистых порфиroidных лейкогранитов и мелкозернистых резко порфиroidных протолитионит-альбитовых гранитов с магматическими вкраплениями топаза; 12 – рудоносные жилы, прожилки, тела: кварц-мусковитовые, кварц-топазовые, кварцевые, кварц-турмалиновые грейзены, меньшие - кварцевые жилы и прожилки; 13 – гипотетические рудоносные очаги; 14 – контуры плутона Акчатау: а) на глубине ~ 500 м; б) на глубине 2,5-3,0 км; 15 – область распространения роговиков и метасоматических изменений: грейзенизации, окварцевания, серицитизации, цеолитизации.; 16 – Проекция на поверхность скрытых куполов плутона.

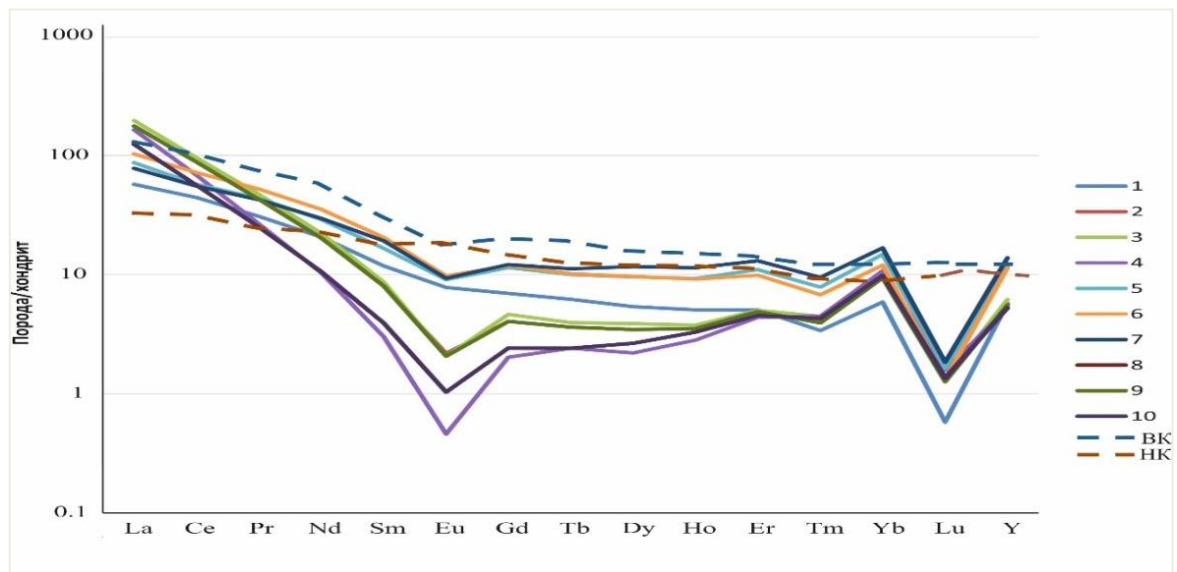


Рис. 2 Распределение редкоземельных элементов первой фазы по хондриту (Rollinson, 1994; Taylor S.R., McLennan S.M., 1985) [3,5]
BK- Верхняя кора, НК- Нижняя кора, 1,2,3,4,8,12 – номера образцов

Такая аномалия указывает на верхнекоровый магматизм [6]. Графики примерно повторяют контуры стандарта распределения верхней коры (рис. 2). Породы первой фазы внедрения приурочены к верхнекоровому магматизму. Одна из причин возникновения аномалии европия и лютеция в магматическом расплаве связаны с тем, что в двухвалентном состоянии они входят в структуру некоторых минералов, прежде всего полевых шпатов. В нашем случае порода с отрицательной европиевой аномалией объясняется тем, что такие минералы активно удалялись из расплава [2].

Литература

1. Heinhorst J., Lehmann B., Settmann R. New geochemical data on granitic rocks of Central Kazakhstan. // Granite-Related Ore Deposits of Central Kazakhstan and Adjacent Areas. St. Petersburg: Glagol Publishing House. 1996. P. 55-65.
2. Костицын Ю.А. Накопление редких элементов в гранитах//Журнал Природа РОО «Мир Науки и Культуры» - Москва, 2000. - №2.
3. Rollinson H.R. Using Geochemical Data: Evaluation, Presentation, Interpretation / H.R Rollinson. – P.: London: Longman Group UK Ltd., 1993.
4. Serykh V.I. Granitic rocks of Central Kazakhstan // Granite-Related Ore Deposits of Central Kawkhstan and Adjacent Areas. - St. Petersburg: Glagol Publishing House. 1996. P.25-54.
5. Taylor S.R., McLennan S.M. The continental crust: its composition and evolution. Blackwell, Oxford.1985.
6. Тейлор С.Р. Континентальная кора: ее состав и эволюция / С.Р. Тейлор, С.М Мак-Леннан. - М.: Мир, 1998. – 384 с.
7. Zarskiy G. P., Dubinina E.O. On duration of the magmatic and hydrothermal processes at Akchatau greisen W-Mo deposit in Central Kazakhstan // Mineral Deposits at the Beginning of the 21st Century. Proc. of Sixth SGA-SEG Meeting. – Lisse: Balkema Publishers. 2001. P. 505-508.

ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ И МИНЕРАЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ РЕДКОГО РОССЫПНОГО ТИТАН-ЦИРКОНИЕВОГО КАМБУЛАТСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (СТАВРОПОЛЬСКИЙ КРАЙ)

Я.Р. Коцарев

Научный руководитель - доцент А.Б. Кафтанатий

Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова,
г. Новочеркасск, Россия

Объект исследования во время прохождения производственной практики в ОАО «Кольцовгеология» располагался в селе Камбулат Ставропольского края. Камбулатское месторождение титан-циркониевых песков является частью Ставропольского россыпного района, геологическое строение которого определяется его положением в региональном структурном плане – приуроченностью к Ставропольскому поперечному поднятию (своду) [1]. В геодинамическом отношении рассматриваемая площадь принадлежит Скифской эпигерцинской плите, в которой выделяются палеозойский фундамент, переходный комплекс и осадочный чехол. В пределах рассматриваемой территории обнажаются исключительно неогеновые отложения, местами перекрытые значительными по мощности четвертичными осадками. Среди различных по морфологии типов выработанного и аккумулятивного рельефа здесь выделяются структурно-денудационный и денудационный, а аккумулятивный рельеф представлен речными и озёрными террасами, поверхностями пролювиальных конусов выноса, делювиальных и пролювиально-делювиальных шлейфов.

Месторождение находится в пределах развития продуктивных песков средне- и верхнего сармата. Правобережного россыпного поля. Продуктивными на промышленно-значимые россыпи титан-циркониевых минералов в Ставропольском россыпном районе являются песчаные отложения бешпагирской свиты средне-верхнесарматского возраста, залегающие на породах верхнего и среднего сармата и мэотиса (частично), а также плейстоцен-голоценовый покров четвертичных образований. Камбулатское месторождение титан-циркониевых песков представляет собой совокупность погребенных россыпных залежей, залегающих субгоризонтально в виде геологических тел пластовой морфологии на двух стратиграфических уровнях толщи продуктивных песков бешпагирской свиты: верхнего и нижнего рудных пластов. Продуктивная толща согласно, местами с незначительным размывом залегаёт на плотных темно-зеленовато-серых плотиковых глинах калиновской свиты (N₁kv) [2]. Прикровельная часть этих глин непосредственно в контакте с перекрывающими продуктивными песками бешпагирской свиты в ряде случаев характеризуется наличием зоны, окисленной до буровато-серого цвета. Представлена продуктивная толща тонко- и мелкозернистыми песками серого, желтовато-серого, буровато-серого цветов (до пятнистых пестроокрашенных). В них присутствуют единичные маломощные линзы (первые см) крупнозернистых песков с незначительной примесью гравийного материала и линзовидными прослоями песчаников на карбонатном цементе.

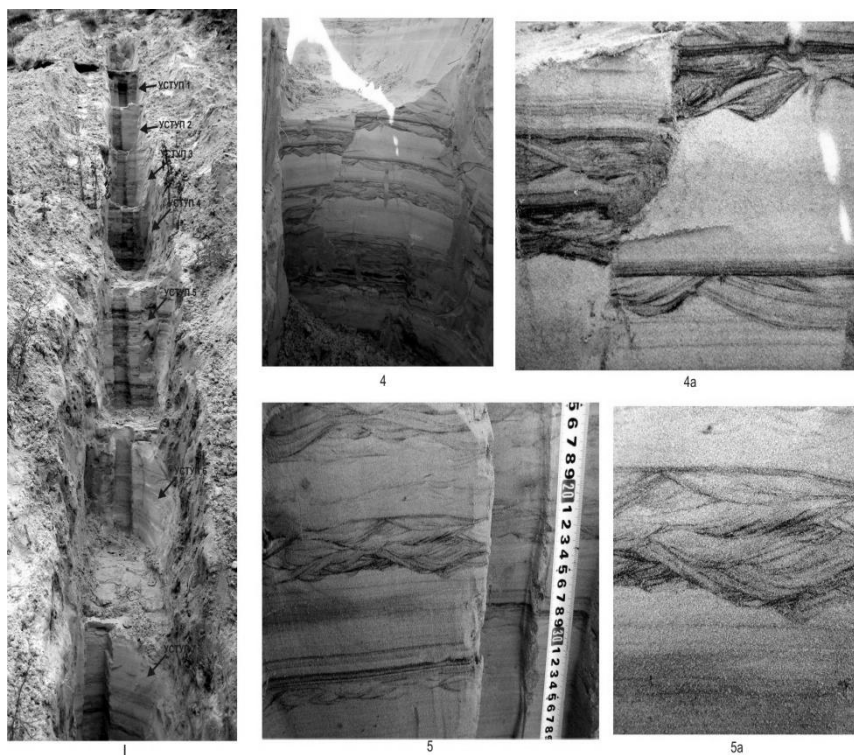


Рис.1. Текстурно-структурные особенности титан-циркониевых песков месторождения Камбулат. 1 – общий вид канавы с элементами распределения черного шлиха в уступах канавы и деталями преобладающих волнисто-косослоистых и подчиненных параллельно-слоистых текстур (4а и 5а), с разрывом сплошности оползневого характера (4 и 4а).

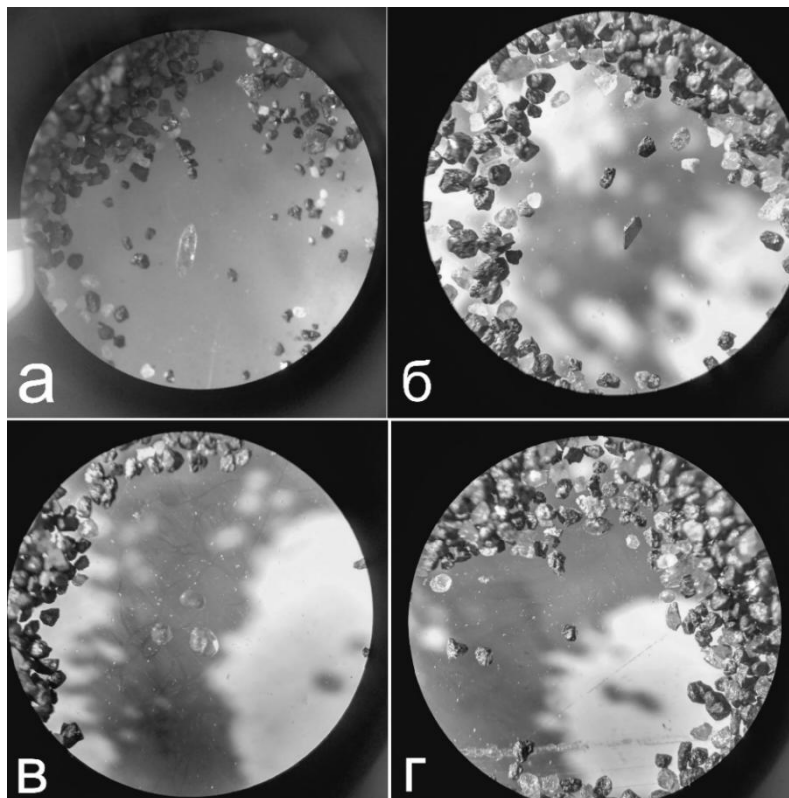


Рис.2 Основные минералы тяжелой фракции черного шлиха (в центральных частях изображения): циркон(а), рутил(б), гранат(в), ильменит(г).

Тяжелая фракция концентрируется в слойках (горизонтальных и волнисто-косослоистых) малой мощности от нитевидных (мощностью порядка 1 мм) до утолщенных. Характер распределения тяжелых минералов в массе зернистого материала титан-циркониевых песков фиксируется текстурным рисунком, отражающим гидродинамические условия среды осадконакопления и степень концентрации тяжелой фракции в этих условиях. Серия параллельно- и косослоистых слойков и прослойков черного шлиха, разделенных прослоями безрудных песков, образуют горизонтально-слоистую пачку титан-циркониевых песков, предопределяющих контур россыпной залежи титан-циркониевых минералов. В разрезе залежи в центральной части преобладают элементы волнисто-косослоистых, в краевых частях залежи – горизонтально-слоистых текстур.

Титан-циркониевые продуктивные отложения месторождения представляют собою [3] тонкозернистые (размер зерен < 0,2мм) существенно кварцевые слабо ожелезненные пески с небольшой примесью полевых шпатов, глинистых минералов (монтмориллонита, каолинита, иллита) и кальцита, обогащенные рассеянными рудными минералами и содержащие рудные прослои различной мощности.

К нижней и верхней частям разреза приурочены промышленно-значимые концентрации тяжелых минералов (черного шлиха), в составе которых основную практическую значимость имеют титан-циркониевые минералы (рис. 2) (циркон, рутил, анатаз, ильменит, псевдорутил, лейкоксен), подчиненное значение – дистен, силлиманит, андалузит, ставролит и др.). Распределение суммы тяжелых минералов (черного шлиха) в зернистом материале Ti-Zr песков весьма неравномерное: от рассеянно-зернистого в основной массе песков до слойковых обособлений черного шлиха параллельно- и (или) косослоистых текстур.

В целом наиболее близким объектом – аналогом Камбулатской россыпной залежи Ti – Zr минералов является разведанное ранее, среднее по размерам, Бешпагирское месторождение. По минералогическим признакам титан-циркониевые пески Камбулатской россыпи можно охарактеризовать, как среднеобогатимые, что позволяет использовать их, как промышленный источник редких металлов.

Литература

1. Васильев А.Т., Спорыхина Л.В. и др. Отчет о результатах работ с подсчетом запасов по Камбулатскому месторождению титано-циркониевых песков за 2014 г. по объекту №103-4.
2. Геолого-технологическое картирование Камбулатского участка. Окончательный отчет по разделу в рамках договора 194/10 «Разработка временных разведочных кондиций Камбулатского участка. ФГУП «ВИМС», Москва, 2011.
3. Кухаренко А.А. Минералогия россыпей. - Москва, - 1961г.

ТЕОРЕТИЧЕСКИЙ ОБЗОР ИССЛЕДОВАНИЙ СОДЕРЖАНИЯ РАДИОАКТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ В ОСАДОЧНЫХ НЕФТЕВМЕЩАЮЩИХ ТОЛЩАХ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ

М.Н. Кузин

Научный руководитель - профессор Л.П. Рихванов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Целью статьи является анализ исследований о вещественном составе радиоактивных элементов, содержащихся в осадочных горных породах Западно-Сибирской плиты.

Задачи, которые ставят перед собой авторы работы – теоретический обзор существующих исследований по оценке нефтевмещающих пластов Западно-Сибирской плиты на основе кумулятивных радиоактивных веществ, как потенциальных ураноносных залежей.

Долгое время территория современной Западной Сибири была дном древнего палеоокеана. Западносибирская плита образуется в верхне-юрский период мезозойской эры, и связана с возникновением огромного седиментационного бассейна на территории между Уралом и Сибирской платформой. Еще в мезозое территория равнины была покрыта морями. В начале кайнозоя море отступило. Но в ледниковый период северные территории равнины были покрыты материковым оледенением. Поэтому после таянья льдов значительная площадь равнины оказалась покрытой моренными отложениями. Так как долгое время Западно-Сибирская равнина была затоплена морем, то ее поверхность имеет почти плоский рельеф.

В дальнейшем, в нижнем олигоцене, окончательно освободившись от моря, плита превращается в огромную озерно-аллювиальную равнину, поэтому кристаллический фундамент платформы покрыт мощным слоем осадочных горных пород [3]. Таким образом, развитие плиты связано со стадией океанизации и дальнейшей заболоченности.

Различные тектонические колебания, оказывающие влияние на облик и состояние плиты, со временем сглаживались мезозойскими и кайнозойскими отложениями (мощность до 4-6 км), создавшими впоследствии платформенный чехол.

Исходя из геофизических пространственных исследований территории Западно-Сибирской платформы доказано наличие зоны горизонтальных сдвигов малых амплитуд, которые в свою очередь провоцировали дислокации юрско-мелового осадочного чехла пликативных и дизъюнктивных форм, вмещающих черносланцевые залежи [3].

Анализ размещения залежей нефти и газа в платформенных мезозойско-кайнозойских отложениях показал наибольшую их приуроченность к центральной части плиты, сформированной к концу палеозоя, когда произошло завершение геосинклинального развития в Центрально-Западносибирской складчатой системе. Основными структурными зонами этой позднегерцинской складчатой системы являются инверсионные антиклинории, сложенные глинисто-сланцевыми комплексами и прорывающими их гранитоидными телами баталитового типа, межгорные прогибы, разделяющие инверсионные антиклинории и срединные массивы.

Наряду с крупными рифтовыми структурами в фундаменте плиты развиты целые системы более мелких разломов, которые в рельефе поверхности геосинклинальных образований создали сеть узких линейных прогибов.

Тектоническая карта Западно-Сибирской плиты демонстрирует вертикальные разрывные перемещения массивов горных пород, в будущем приведшими к формированию ловушек углеводородов структурного и литологического типа по всему разрезу чехла.

Кроме благоприятных тектонических факторов в формировании залежей нефти и газа ведущую роль, несомненно, играли термические условия, которые также были благоприятны для ускоренного и наиболее полного преобразования рассеянной органики осадочных пород в углеводороды. Термические условия, в которых происходило платформенное осадконакопление, определялись двумя факторами, двумя источниками тепла. Первым источником является радиогенное тепло, вызванное повышенным содержанием радиоактивных минералов. Вторым источником тепла являются рифтовые зоны, являющиеся проводником глубинного тепла в верхние зоны земной коры [8].

Баженовская свита — группа нефтематеринских горных пород (свита), выявленная Ф. Г. Гурари (1959 г.) на территории Западной Сибири. Образована около 145 млн. лет назад осадочными породами морского дна (конец юрского и начало мелового периодов). Свита залегает на глубинах двух-трех километров и имеет, в среднем, мощность 20-60 м.

В баженовской свите сконцентрирована часть горючих сланцев России, содержащих как твердое органическое вещество (кероген), так и жидкую легкую нефть низкопроницаемых коллекторов (чаще всего некорректно называемую сланцевой нефтью).

Свита состоит из кремнистых и карбонатных глинистых пород, с источником органического вещества в виде останков планктона с кремневым скелетом: радиолярии и диатомеи [6]. Общее содержание органического вещества — около 14 % (до 2,7 % жидкого, около 12 % кероген типа II), минеральное вещество (кремнезём, гидрослюда, кальцит, и др) — 85 %.

В результате анализа научных трудов Григорьева К.А. [4] и Карпунина А.М. [5] выделены и структурированы следующие положения о происхождении и приуроченности ураноносных залежей, на основе исследования черносланцевых формаций мира (табл.).

**СЕКЦИЯ 9. ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА РУД РЕДКИХ И РАДИОАКТИВНЫХ
МЕТАЛЛОВ, СТРАТЕГИЧЕСКИХ МЕТАЛЛОВ**

Таблица

**Сопутствующие процессы, зависимость и периодизация накоплений залежей урана
в черносланцевых формациях**

| | | |
|----|---|--|
| 1. | Космические факторы – как стимул, активизация и периодичность проявления геологических процессов на Земле. | Галактический год (1 оборот солнечной системы вокруг центра галактики – 220 млн. лет). Кардинальные изменения тенденции тектонических движений – 55 млн. лет. |
| 2. | Активизация гидродинамических систем на этапах усиления тектоно-магматической деятельности – как фиксатор концентраций урана в осадочных породах. | Радиогеохимическая (геохимическая) эпоха с накоплением надкларковых концентраций урана (баженовская свита Западной Сибири). |
| 3. | Аридный климатический «прессинг» – как фактор накопления урана из растворов, в рамках черносланцевых формаций в акваториях, а также зон миграций пластовых вод. | В пределах конкретной эпохи уранового седиментогенеза осадочно-диагенетические концентрации урана, позволяющие «вытянуть всю возрастную цепь» урановорудных формаций, представлены ураноносными черными сланцами (черносланцевыми формациями). |

Разрез баженовской свиты подтверждает урановую природу аномальной радиоактивности. Содержание урана в толще достаточно высокое для промышленного уровня. При этом наибольшие различия нефтемещающей толщи (в интервале содержания урана до 50 г/т) приурочены к ее подошвенной части.

В толщах баженовской свиты содержание U значительно превышает его показатели для вмещающих, околоприлегающих породы (содержание выше кларковых) [1].

Согласно работам (Рихванов Л.П., Усольцев Д.Г., Ильенок С.С., Ежова А.В.) видно, что:

- породы баженовской свиты обогащены U, Zn, Sr, Ba, со значениями, втрое превышающими усредненные значения запасов черносланцевых залежей в мире);

- среднее содержание урана в баженовской свите 40,9 г/т, при общих показателях в интервале 2 – 171 г/т;

- U, Zn, Sr, Ba, As и другие, образуют геохимическую ассоциацию, привязанную к органическому веществу.

Распределение содержания урана в породах неравномерно – значительные концентрации урановой формации приурочены к планктоногенным органическим остаткам (в высокоуглеродистой кремниво-фосфатно-кальциевой скрытокристаллической массе).

Основываясь на литологических, тектонических, и структурно-магматических данных изученности региона, а также распространенности и залегания нефтемещающих осадочных пород (на примере баженовской свиты) Западно-Сибирской плиты, прогнозные запасы урана можно оценить до 3 млрд. т. [7]. В заключении следует отметить, что ведущее значение для выработки новых решений рентабельного освоения баженовской свиты будут иметь дальнейшее её исследование с разработкой концепции наличия подвижных углеводородов и методики оценки извлекаемых запасов в зависимости от физических свойств бажена, а также разработка новых технологических решений.

Литература

1. Борисова Н. Ф. Радиогеохимическая характеристика баженовской свиты Восточно-Сургутского нефтяного месторождения // 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. 1. — Томск, 2017. — 2017. — Т. 1. — С. 350-351.
2. Гаврилов В.П. Как устроены и чем богаты наши недра - Москва: Недра, 1981 - с.192.
3. Гогоненков Г.Н., Тимурзиев А.И. Сдвиговые деформации в чехле Западно-Сибирской плиты и их роль при разведке и разработке месторождений нефти и газа. // Геология и геофизика, 2010, т.51, №3. с. 384-400.
4. Григорьев К.А., Карпунин А.М. Латеральные ряды экзогенной урановой минерализации // Докл. АН СССР. 1979. Т. 245. №3. С. 713—715.5.
5. Калинин В. Свита для нефтяных королей. // Сибирская нефть, май 2012, № 4/91, с. 17-19.
6. Карпунин А.М. К вопросу о геохронометрии уранового рудообразования в фанерозое IV Материалы по геологии урановых месторождений. 1989. № 121. С. 103— 112.
7. Немова В. Д. Строение отложений баженовской свиты: закономерности и изменчивость // Oil&Gas Eurasia. – 2012. – Т. 30. – С. 2013-06.
8. Рихванов Л. П. и др. Минералого-геохимические особенности баженовской свиты Западной Сибири по данным ядерно-физических и электронно-микроскопических методов исследований // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2015. – Т. 326. – №. 1.
9. Сурков В. С. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. – Недра, 1981.

РАДИОГЕОХИМИЧЕСКИЕ АНОМАЛИИ В МОРСКИХ ОСАДКАХ ВОСТОЧНО-АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА РОССИИ

С.П. Пастухова

Научные руководители: главный геолог И.С. Соболев¹; зав. лабораторией А.Н. Чаркин²
¹ООО «Гео Сервис», г. Томск, Россия ²Тихоокеанский океанологический институт им. В.И. Ильичева ДВО РАН, г. Владивосток, Россия

Анализ изменчивости активности естественных радиоактивных элементов (ЕРЭ) в донных отложениях в пределах восточно-арктического шельфа России осуществляется в рамках научно-исследовательских работ Тихоокеанского океанологического института им. В.И. Ильичева ДВО РАН (ТОИ ДВО РАН, г. Владивосток). Материалом для гамма-спектрометрических измерений послужили 63 пробы донных осадков четырех арктических экспедиций, проведенных в 2008–2017 г.г. Измерение активности ²³⁸U, ²³²Th, ²³⁵U и ⁴⁰K выполнялось в ТОИ ДВО РАН на гамма-спектрометре с детектором из сверхчистого германия серии GEM 150P4-108 фирмы ORTEC (США), с эффективностью измерения по ¹³⁷Cs 150%. Гранулометрический состав терригенного материала определялся с помощью лазерного анализатора размеров частиц – Analysette 22.

Задачами наших исследований являлись оценка фоновой флуктуации активности ЕРЭ, выделение участков с их аномальным распределением, определение специализации радиогеохимических аномалий. Алгоритм обработки данных был подобен применяемому при анализе данных наземной гамма-спектрометрической съемки [2, 4].

По средним значениям активности ЕРЭ донные осадки близки мировым значениям для морских отложений [5]. Корреляционный анализ показал, что между радионуклидами существуют значимые положительные взаимосвязи, что отражает хорошо известную тенденцию их упорядоченного распределения в гранулометрическом спектре осадочных пород [1]. Коэффициент корреляции Пирсона в паре ²³⁸U - ²³⁵U составляет – 0,99. Поэтому данные по ²³⁵U были исключены из дальнейших расчетов.

Радиогеохимическое поле характеризуется очень слабым рассеянием активностей ²³²Th и ⁴⁰K (вариация – 25% и 14%, соответственно), но неоднородным распределением ²³⁸U (вариация – 82%). Посредством агломеративного (метод Варда) и итеративного (метод *k*-средних) кластер-анализа выделено три группы проб, регионально дифференцирующих территорию исследований по фоновым уровням активности ЕРЭ. Пространственная локализация пунктов отбора, принадлежащих различным кластерам, в первом приближении в наибольшей мере отражает удаленность от береговой линии. Снижение влияния фоновой флуктуации осуществлялось путем нормирования по медианным активностям внутри выборок, сформированных в результате кластерной классификации. Учет региональной составляющей в общей изменчивости радиогеохимического поля выразился в снижении коэффициентов вариации (%) ²³²Th, ⁴⁰K, ²³⁸U – до 16, 9 и 54, соответственно.

При анализе радиогеохимического поля на предмет обнаружения аномалий использовались данные по нормированным значениям активности ЕРЭ и рассчитанных для них индикаторных отношений – К/Th, U/Th, U/K. Для сокращения количества и выделения наиболее «сильных» признаков осуществлен многофакторный анализ методом главных компонент (ГК). В итоге получен вариант статистической модели радиогеохимического поля (табл.).

Таблица

Вращаемые нагрузки в трехфакторной модели радиогеохимического поля

| Признак | Главный компонент (ГК) | | |
|-----------------------|------------------------|--------|--------|
| | ГК-1 | ГК-2 | ГК-3 |
| Th | 0.034 | -0.964 | 0.245 |
| U | 0.987 | -0.107 | 0.112 |
| K | 0.052 | 0.011 | 0.997 |
| K/Th | -0.017 | 0.956 | 0.277 |
| U/Th | 0.982 | 0.168 | 0.046 |
| U/K | 0.989 | -0.122 | -0.052 |
| %, от общей дисперсии | 49 | 30 | 12 |

Анализ пространственного распределения факторного влияния демонстрирует, что по линии исследований выделяются участки высоких значений этого параметра, расцениваемые как зоны аномальных значений активности ЕРЭ. Наиболее высокоамплитудные аномалии, формирующие пространственные интервалы, преимущественно имеют урановую специализацию (рис. 1).

Кроме того, для выделения радиогеохимических аномалий была использована хорошо известная тенденция роста содержания естественных радионуклидов в терригенных образованиях по мере увеличения доли алевропелитовой составляющей. С помощью корреляционного анализа осуществлена оценка взаимосвязей между гранулометрической характеристикой образцов и активностью ЕРЭ. Наиболее сильная негативная связь выявлена для значений активности радионуклидов и процентной долей содержания псаммитового материала (размер частиц >0,1 мм). Оценка отклонений от первичного седиментационного рассеяния проводилась по алгоритму расчета

показателя DRAD, используемого для выделения аномальных содержаний ^{40}K и ^{238}U относительно распределения ^{232}Th [3]. В нашем случае, определялись полиномиальные квадратичные функции взаимосвязей между долей псаммитового материала и значениями активности ЕРЭ. Далее, для каждой пробы путем постановки в функции процентного содержания псаммитового вещества осуществлялось вычисление так называемых «идеальных» активностей ^{238}U , ^{232}Th , и ^{40}K . Относительно них вычитанием оценивалось отклонения от «фактических» данных. На рисунке 1 приведен график значений разностей «фактических» и «идеальных» активностей ^{238}U .

Сопоставление итогов выделения аномалий активности ^{238}U двумя способами демонстрирует очень высокую сходимость результатов. Аналогичные процедуры реализованы при анализе особенностей распределения ^{232}Th и ^{40}K . Выявленные аномалии в поведении этих двух радионуклидов менее контрастны по амплитуде проявления, но в совокупности с ^{238}U намечают элементы радиогеохимической зональности.

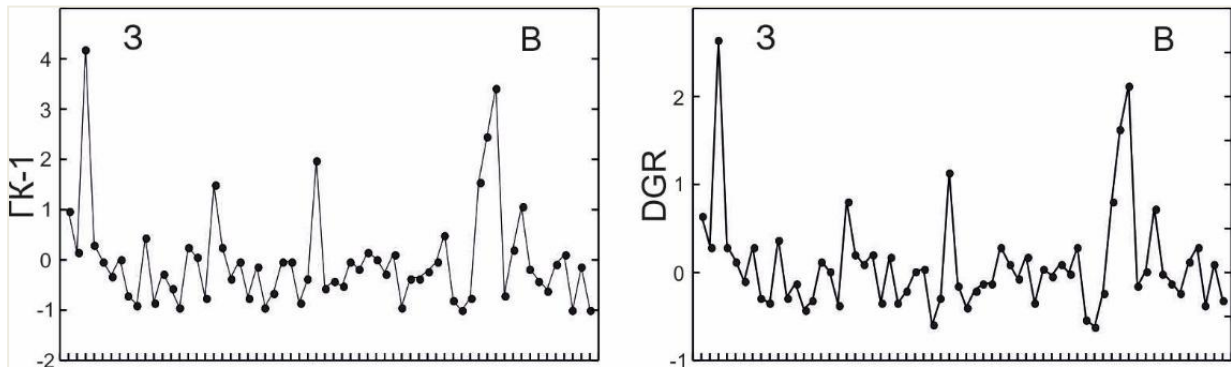


Рис. 1 Графики факторного влияния ГК-1 и показателя отклонения (DGR) от тенденции первичного седиментационного рассеяния ЕРЭ

Таким образом, на этапе обработки гамма-спектрометрических данных произведена оценка вариативности радиогеохимического поля. На фоне слабо изменчивого распределения активностей ЕРЭ выделены радиогеохимические аномалии, в большинстве случаев имеющих урановую природу. Особенности статистических параметров аномальных радиоактивных неоднородностей и признаки нарушения первичного седиментационного рассеяния ЕРЭ в гранулометрическом спектре пород позволяют предполагать об эпигенетическом генезисе. В свою очередь, на участки их локализации следует обращать особое внимание при дальнейшей геологической интерпретации гамма-спектрометрических данных.

Исследования поддержаны Российским фондом фундаментальных исследований (проект № 18-05-70047).

Литература

1. Гавшин В.М. Радиогеохимическая специфика крупных осадочных бассейнов Западной и Средней Сибири // Геология и радиогеохимия Средней Сибири. – Новосибирск: Наука, 1985. – С. 173–192.
2. Соболев И.С., Орехов А.Н., Соболева Н.П. Использование элементов многомерной статистики для обработки данных наземной гамма-спектрометрии при поисках гидротермальных месторождений золота // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 7. – С.104–115.
3. Saunders D.F., Burson K.R., Brown J.J., Thompson C.K., 1993a, Combined geological and surface geochemical methods discovered Agaritta and Brady Creek Fields, Concho County, Texas // AAPG Bulletin. – 1993. – V. 77. – № 7. P. 1219–1240.
4. Sobolev I.S., Orekhov A.N., Bratec T., Rikhvanov L.P., Soboлева N.P. Variance-correlation analysis in the exploration of hydrothermal (fluidogenous) deposits using surface gamma-ray spectrometry // Journal of Applied Geophysics. – 2018. – № 159. – P. 597–604.
5. United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation Report to the General Assembly with scientific annexes, v. I. 2000. UNSCEAR: Sources and Effects of Ionizing Radiation.

ПРИРОДА РЕДКОМЕТАЛЛЬНОГО Nb-Zr-Ta-Hf-P3Э ОРУДЕНЕНИЯ В УГЛЯХ ПЛАСТА XXX ИЗЫХСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (МИНУСИНСКИЙ БАССЕЙН)

В.В. Саквина, А.В. Вергунов

Научный руководитель - профессор С.И. Арбузов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Уголь является геохимическим барьером, обуславливающим накопления различных химических элементов, благоприятен для формирования в угольных пластах геохимических аномалий. Высокий спрос на редкие металлы и появление новых технологий переработки сырья дают зеленый свет для освоения новых типов редкометалльно-угольных месторождений [4, 8].

Впервые Nb-Ta-Zr-Hf-P3Э оруденение было выявлено 1989 г. В.В. Ершовым в углях Кузнецкого бассейна, но детального исследования не проводилось из-за ограниченных технических возможностей. Позднее подобного типа руды были выделены в углях Минусинского бассейна [1]. В последнее десятилетие этот комплекс элементов был отмечен в близких по составу рудах Китая [5, 6].

В данной работе исследованы основные минералого-геохимические особенности Nb-Ta-Zr-Hf-P3Э оруденения в углях Минусинского бассейна на примере XXX пласта и рассмотрена природа его формирования.

Минусинский угольный бассейн расположен в одноименной котловине, окруженной среднегорными сооружениями Кузнецкого Алатау на западе, Западного Саяна – на юге и юго-востоке и Восточного Саяна – на востоке [3]. Угленосная формация бассейна включает отложения от нижнего карбона до верхней перми включительно. Объектом исследования Минусинского бассейна послужил пласт XXX, который сохранился от эрозии лишь в центральной части Изыхского каменноугольного месторождения. Пласт XXX имеет сложное строение, состоит из нескольких угольных пачек, разделенных породными прослоями.

Определение содержания химических элементов в углях и золе углей проводилось инструментальным нейтронно-активационным анализом (ИНАА) и методом масс-спектрометрии с индуктивно-связанной плазмой (ICP-MS). Полученные данные обрабатывались методом математической статистики и рассчитывались средние значения. Для оценки содержания элементов-примесей в угольном пласте была использована методика расчета средневзвешенного содержания с учетом мощности интервалов опробования. Результаты исследований углей пласта XXX Изыхского месторождения (Минусинский бассейн).

Сравнение содержания химических элементов с кларком для угля и золы угля [7] показывает следующее: все редкоземельные элементы превышают кларк в 3-4 раза как для угля, так и для золы угля; Zr и Nb – в 9 раз для угля и 7 и 11 раз соответственно для золы угля; Y – в 5 раз; Hf – в 7 раз для угля и в 3 раза для золы угля; Ta – в 2 раза. Ряд элементов превышает кларк примерно в 2-3 раза: Li, Be, Ni, Zn, Ga, Se, Sr, Mo, Ba и Pb.

На рис. 1 представлено распределение химических элементов в разрезе XXX пласта, которое показывает, что аномальные концентрации Ta-Nb-Zr-Hf-REE сосредоточены на контакте с породными прослоями, которые представлены преобразованным вулканическим материалом – тонштейнами. Высокие концентрации над и под тонштейновыми горизонтами говорят о перераспределении химических элементов при помощи водных растворов в процессе преобразования пирокластики при формировании угольного пласта. Данные особенности распределения были отмечены в углях XI пласта Кузнецкого бассейна [4].

Особого внимания заслуживает породный прослой между угольными пачками в пласте XXX Изыхского месторождения Минусинского бассейна, который обогащен Ta, Nb, Zr, Hf, REE. Отмечаются аномальные концентрации этих элементов в золе угля на контакте с породным прослоем. При этом в самом прослое содержания ниже, чем в золе угля приконтактных зон (рис.).

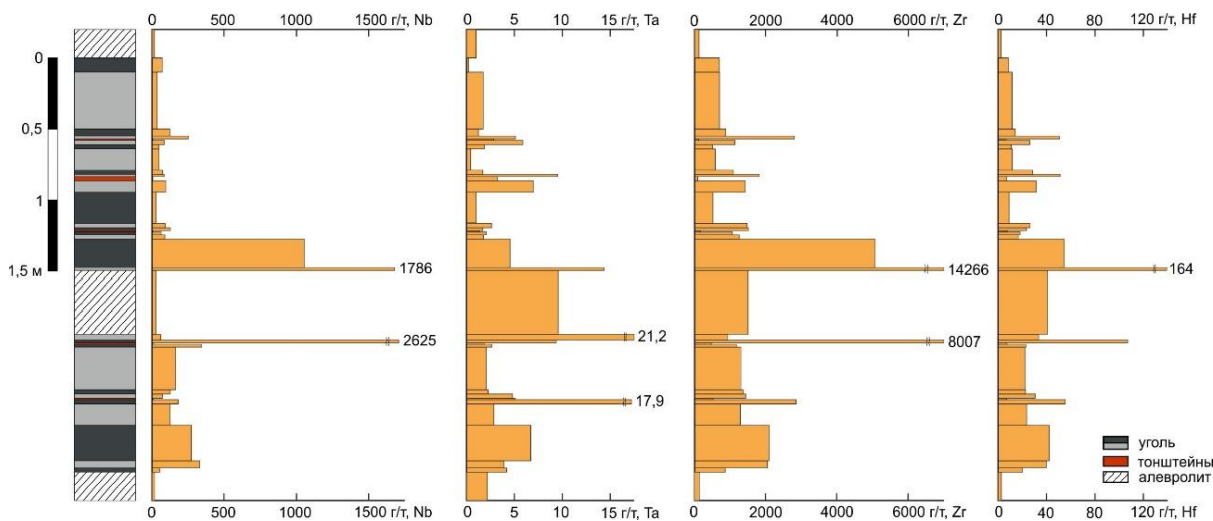


Рис. Распределение Nb, Ta, Zr, Hf по золе в разрезе пласта XXX

Основными концентраторами REE как в пробах угля, так и во вмещающих породах выступают фосфатные минералы, преимущественно, монацит. Кристаллы циркона сосредоточены в алюмосиликатном веществе угля. А также повсеместно распространены оксиды титана с примесью Nb и Zr. Данные подтверждены электронной микроскопией.

Восстановить палеогеохимическую обстановку времени формирования исходного материала, из которого сформировались тонштейны, не представляется возможным, т.к. породные прослои подвергались сильному изменению. Согласно исследованиям Д.А. Спирса при преобразовании пеплового материала в тонштейн, происходит потеря Si, Na и K [9]. Для реставрации состава исходного вещества используется комплекс методов основанных на соотношении инертных элементов, таких как Ti, Nb, Zr, Y.

Существует несколько методов восстановления исходного состава вулканогенной пирокластике, тонштейнов. Одним из них является классификационная диаграмма Винчестера и Флойда [11], а также TiO_2/Al_2O_3 отношение [10]. Исследования по этим методам показали, что тонштейны XXX пласта сформировались из пирокластики кислого состава щелочного ряда [2]. Породные прослои XI пласта Кузнецкого бассейна имеют похожий исходный состав пирокластики [4]. Это доказывает, что Кузнецкий и Минусинский бассейны схожи по химическому составу и факторам, влияющих на распределение редких элементов в угле и вмещающих породах.

Сравнив содержания химических элементов в золе и угле с минимально-промышленными содержания, можно сделать вывод о том, что Se, Y, Zr, Nb, Yb, Hf, Ta пригодны для промышленного извлечения как из угля, так и из золы. Рентабельность переработки может быть достигнута путем извлечения углей из недр и использования высокоэнергетического угля в качестве топлива на ТЭС. А полученные золошлаки подлежат комплексной переработке с извлечением группы редких металлов. Но к сожалению на данном этапе научно-технического прогресса, извлечение редких металлов из золы углей является экономически не выгодным аспектом.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 19-35-90010.

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. Вергунов А.В. Роль щелочной пирокластики в формировании редкометалльных углей Минусинского и Кузнецкого бассейнов // «Новое в познании рудообразования», ИГЕМ РАН, Москва, 2019. С. 81-82.
3. Угольная база России. Т.3. Угольные бассейны и месторождения Восточной Сибири. – М.: ООО «Геоинформцентр», 2002. 488 с.
4. Arbuzov S. I., Spears D.A., Vergunov A.V. et al. Geochemistry, mineralogy and genesis of rare metal (Nb-Ta-Zr-Hf-Y-REE-Ga) coals of the seam XI in the south of Kuznetsk Basin, Russia // *Ore Geology Reviews*. – 2019. – Т. 113. – С. 103073.
5. Dai S., Zhou Y., Zhang M., Wang X., Wang J., Song X., Jiang Y., Luo Y., Song Z., Yang Z., Ren D. A new type of Nb (Ta)Zr(Hf)-REE-Ga polymetallic deposit in the late Permian coal-bearing strata, eastern Yunnan, southwestern China: Possible economic significance and genetic implications // *Int. J. of Coal Geology*. 2010. V. 83. P. 55-63.
6. Dai S., Ren D., Chou C.-L., Finkelman R.B., Seredin V.V., Zhou Y. Geochemistry of trace elements in Chinese coals: a review of abundances, genetic types, impacts on human health, and industrial utilization // *Int. J. of Coal Geology*. 2012. V. 94. P. 3-21.
7. Ketris M.P., Yudovich Y.E. Estimations of Clarkes for carbonaceous biolithes: world average for trace element contents in black shales and coals // *Int. J. of Coal Geology*. 2009. V. 78. P.135-148. <https://doi.org/10.1007/s11631-015-0053-7>.
8. Seredin V., Finkelman R. Metalliferous coals: a review of the main genetic and geochemical types // *Int. J. Coal Geol.* 2008. V. 76. P. 253-289.
9. Spears D.A. The origin of tonsteins, an overview, and links with seatearths, fireclays and fragmental clay rocks // *Int. J. Coal Geology*. 2012. V. 94. P. 22-31.
10. 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.
11. 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.

ОТРАБОТКА ГИДРОГЕННОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ «СЕМИЗБАЙ» СПОСОБОМ СПВ

А.Т. Умиралиева

Научный руководитель - профессор Л.П. Рихванов

ТОО «Семизбай-У», г. Нур-Султан, Казахстан

Месторождение Семизбай расположено на северо-восточной окраине Казахского нагорья, постепенно переходящего в Западносибирскую равнину. Гидрогенное урановое месторождение Семизбай открыто в 1973 году и оценено как крупный промышленный объект. Административно площадь района месторождения относится к двум областям: Акмолинской и Северо-Казахстанской (рис.1). По гидрогеологическим и инженерно-геологическим условиям отработки месторождение Семизбай является сложным объектом, по «Классификации ГКЗ» оно относится к III группе. Предварительная разведка месторождения осуществлялась в период с 1974 по 1978 годы, на основании её выполнен подсчёт запасов урана по состоянию на 01.07.1978 г. для горного способа отработки. В последующие годы месторождение изучалось применительно к способу подземного выщелачивания. На основании дополнительной разведки и опытных работ по СПВ был выполнен пересчёт запасов для способа подземного выщелачивания по состоянию на 01.04.1988 г. [3].

Основной структурой является одноимённая эрозионно-тектоническая депрессия, которая представляет собой древнюю, длительно развивавшуюся долину, выполненную терригенными мезозойско-кайнозойскими отложениями аллювиально-пролювиального генотипа. Основание депрессии и ближайшее обрамление представлены докембрийским кристаллическим основанием и палеозойскими складчатыми образованиями, сложенными гранитоидами Жаман-Койтасского массива и вулканогенно-осадочными породами (порфириты, туфы, песчаники, алевролиты) среднего ордовика. Семизбайскую депрессию выполняют пёстро- и сероцветные пролювиально-аллювиальные отложения одноименной свиты. Рудовмещающие отложения Семизбайской свиты представляют собой сложно построенную гетерогенную толщу, характеризующуюся чередованием горизонтов водопроницаемых и водоупорных пород в вертикальном разрезе и отчетливой площадной фациально-геохимической зональностью.

Первая добыча урана на месторождении Семизбай началась в середине IV квартала 2009 года. По плану до конца 2009 года добычу планировали в количестве 55 тонн U, по окончании годовых показателей фактически выполнено 12 тонн U (табл.).

Таблица

Добыча урана за 11 лет работы на месторождении "Семизбай"

| Добыча урана, тонн | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|--------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| План | 55 | 256 | 407 | 509 | 506 | 508 | 429 | 508 | 457 | 406 | 406 |
| Факт | 12 | 230 | 408 | 509 | 507 | 438 | 440 | 511 | 427 | 407 | 406 |
| П/Ф, % | 22 | 90 | 100 | 100 | 100 | 86 | 102 | 101 | 93 | 100 | 100 |

Для лентообразных, вытянутых в широтном направлении рудных залежей, сформированных балансовыми рудными телами, характеризующимися сложной морфологией и резко извилистой формой выклинивания рудных линз, промышленная отработка геологических блоков оптимальна при рядной схеме расположения скважин: расстояние между откачными скважинами – 25 м, закачными – 20 м; расстояние между рядами – 25 м. Отдельные (исходя из геологической целесообразности) скважины в закачном ряду бурятся как универсальные (в конструкции откачной) (рис. 2).

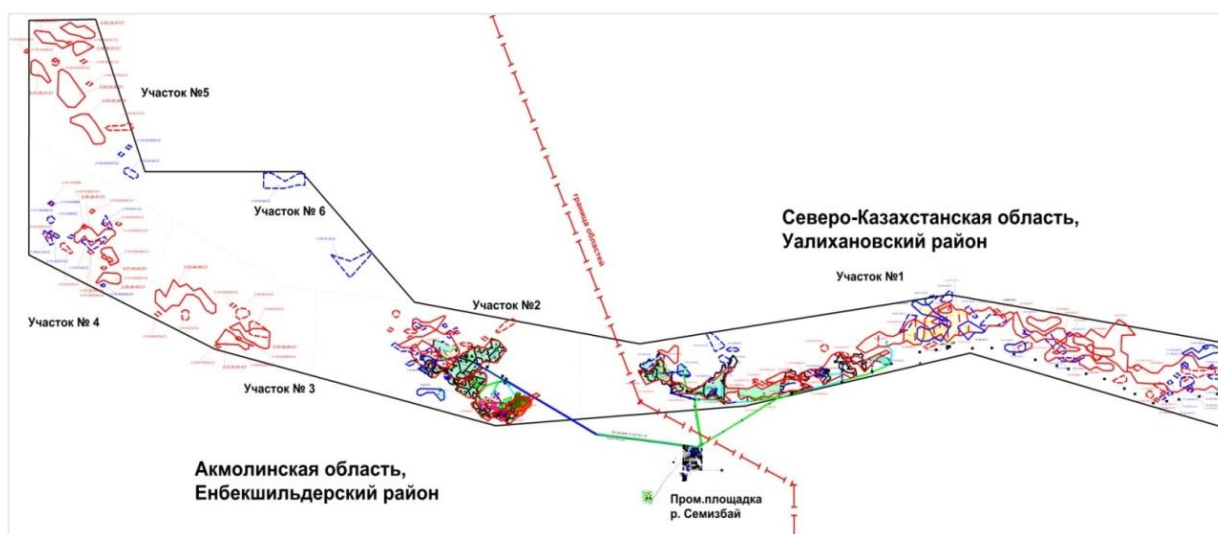


Рис. 1 Обзорная карта месторождения «Семизбай»

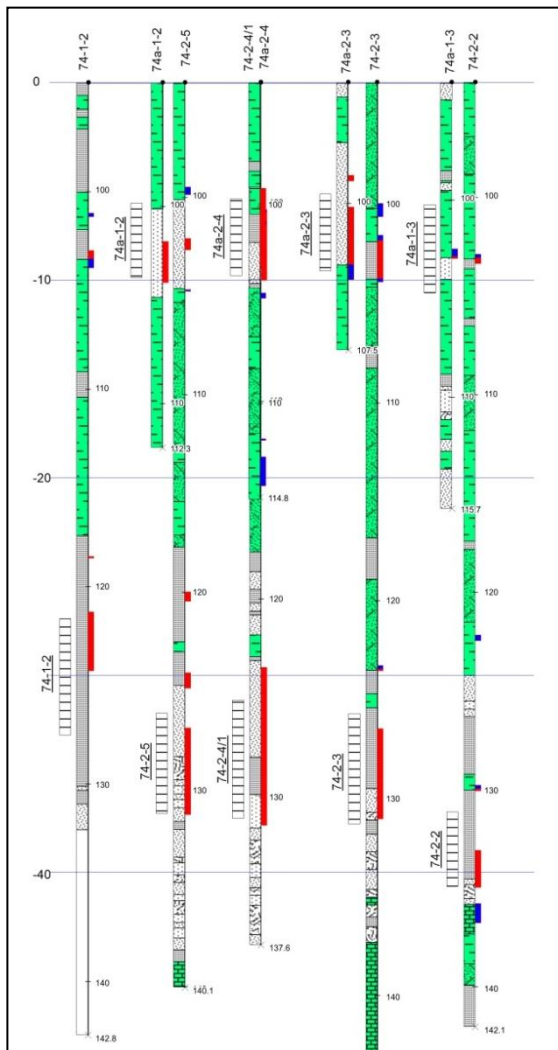


Рис. 2 Разрез по технологическому ряду 74-2

и платины методом ПСВ с высокой рентабельностью. В масштабах казахстанской урановой промышленности может быть организована добыча золота от 40 до 100 т/год.

Дальнейшие перспективные направления по поиску технологических решений и методов попутного извлечения ППК является применение гибридных, композиционных технологических решений, где будут применены различные технологии для извлечения РЗМ в зависимости от групповых признаков самих элементов и их концентрирования. В Казахстане имеются все научно-технологические возможности для организации извлечения золота именно методом СПВ как из собственно золотых месторождений, так и, в первую очередь, из отработанных урановых блоков. Научными организациями поиск технологических решений продолжается.

Литература

1. Алтынбек А.Д. Поиск методов извлечения попутных полезных компонентов из растворов месторождения «Ирколь» и «Семизбай» / Сборник докладов Международной Инновационной Школы «Перспективы и технологии для диверсификации деятельности АО «НАК «Казатомпром», посвященный 70-летию АО «Волковгеология». – Алматы, 2018. – С. 96 – 98.
2. Дуйсебаев Б.О. О возможности извлечения дополнительной ценности из отработанных урановых блоков рудников АО «НАК «Казатомпром» / Сборник докладов Международной Инновационной Школы «Перспективы и технологии для диверсификации деятельности АО «НАК «Казатомпром», посвященный 70-летию АО «Волковгеология». – Алматы, 2018. – С. 167 – 168.
3. Пересчет запасов урановых руд месторождения Семизбай по кондициям для ПВ по состоянию на 01.04.1988г. Т. I. Геологическое строение месторождения и геологоразведочные работы / ПГУ ЦГХК СГРП. – Степногорск, 1988. – С. 42 – 52.

Урановое оруденение на месторождении пользуется широким площадным распространением и сосредоточено в двух водоносных горизонтах: нижнесемизбайском (НРГ) и верхнесемизбайском (ВРГ). Уран в рудах находится в минеральной и сорбированной формах. Сорбированный уран связан с углефицированными обломками растений, глинистыми минералами цемента и гидроокислами железа. Минералы урана представлены коффинитом, настураном, урановыми чернями и редко встречающимися вторичными минералами. Кроме того, в рудах месторождения установлены в продуктивных растворах повышенные содержания селена (5-80г/т), германия (1-15г/т и скандия (2-7г/т) [3], которые свидетельствуют о попутном извлечении. Руды месторождения Семизбай являются мономинеральными урановыми. Обнаруженные в зоне уранового оруденения незначительные повышенные содержания скандия, молибдена, ванадия, рения и германия представляют временно лишь геохимический интерес. По месторождению «Семизбай» исследованиями состава растворов установлены в продуктивных растворах со скважин: скандий – до 0,28 мг/л, суммы РЗМ – 14,48 мг/л; в маточниках сорбции: скандий – 0,12 мг/л, суммы РЗМ – 14,90 мг/л [2].

Пробы продуктивных растворов с эксплуатируемых откачных скважин были разделены по признаку содержания урана на 3 объединенные пробы: «богатые», «средние» и «бедные». Проведенный анализ объединенных проб атомно-абсорбционным спектрометром Varian AA240 позволил определить в группе «богатых» проб концентрацию золота в 0,2 мг/л [1]. Для урана характерно, что его руды содержат много других химических элементов (Mo, P, Th, Se, Sc, Re, V, Ti, Ta, Nb, Fe, Zr, Cu, Au, Ag, PЗЭ и др.).

Как показали химические анализы кернов урановой руды последнего периода, в отработанных рудных горизонтах после извлечения урана может оставаться до 1 г/тону руды золота и платиноидов. Следовательно, на каждую 1000 т добытого урана после можно ожидать добычу из тех же руд еще до 2 т золота

С Е К Ц И Я 10

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ КОМБИНИРОВАННОЙ КОЛОННЫ ХВОСТОВИКА

В.В. Классен

Научный руководитель - старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время на большинстве месторождений Западной Сибири проходят завершающие стадии разработки, характеризующиеся резким ростом обводненности, снижением добычи по нефти, а иногда полным прекращением притока пластовой жидкости. Ввиду третьей стадии разработки месторождения X, образовавшиеся проблемы при добыче и эксплуатации требуют новых современных технических решений и технологических подходов. Применение различных видов геолого-технических мероприятий (ГТМ) часто не дает ожидаемый эффект по технологическим (сохранение/восстановление притока) и временным показателям. Отсюда большая распространенность технологии резки бокового ствола (ЗБС), с доказанными показателями эффективности увеличения коэффициента извлечения нефти, в условиях низких дебитов нефти (15-30 т/сут) и высокой обводненности (около 90 %).

Проведение стандартного ЗБС не всегда возможно ввиду осложненных геологических особенностей месторождения X, строительства скважин и технологических особенностей добычи нефти, подтверждающих выбор технологии крепления бокового ствола комбинированной колонной хвостовика, для доизвлечения запасов.

1. Геологические особенности, которые в совокупности влекут снижение притока, падение добычи жидкости и рост обводненности более 90 %:

а) Наличие многолетнемерзлых пород большой мощности (около 500 м). Низкие температуры пластов (-2°C – 25°C) осложняют как подъем флюидов, так и работу погружного оборудования (двигателя и центробежного насоса).

б) Высокие содержания глинистого цемента – алевролита (около 35 %), локальные зоны глинизации. При первичном вскрытии продуктивного пласта происходит интенсивное проникновение фильтрата бурового раствора, далеко в продуктивный пласт и закупорка существенной доли поровых каналов, вследствие постепенного набухания глинистого цемента коллектора.

в) Неравномерное чередование высокопроницаемых плохо сцементированных песчаных пачек (2-20 м), включения карбонатизированных пропластков. Существуют большие риски осыпания боковых стволов, которые влекут за собой закупорку пор породы, а также увеличивается вынос механических примесей в ствол скважины. Данный фактор вызывает снижение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) призабойной зоны пласта.

г) Просажённые пластовые давления. За десятилетний срок эксплуатации месторождения X пластовое давление пласта Як3-7 упало со 159 атм. до 115 атм. Низкие пластовые давления означают низкие депрессии.

д) Увеличение промытых зон и водонасыщенных областей пласта-коллектора. Наличие воды ухудшает качество добываемой продукции и осложняет работу погружного насоса, создавая перегрузку его.

2. Технологические особенности процессов добычи и строительства скважин, которые обосновывают выбор использования именно комбинированного хвостовика:

а) Частые случаи негерметичности эксплуатационной колонны (НЭК) в интервале динамического потока столба жидкости в скважине, вызванные воздействием агрессивной среды. Это в первую очередь обводненность добываемой продукции (около 80 %), наличие CO₂ (до 2,93 %), минерализация пластовой воды (около 16250 мг/л) и механические примеси (около 273 мг/л). Как следствие – большое количество скважин подвергается повторному ЗБС, в связи с чем высота резки окна бокового ствола становится выше с каждым разом. Происходит перекрытие планируемого расположения полки под компоновку электроцентробежного насоса (ЭЦН).

б) Геологические цели направлены на вовлечение оставшихся запасов методом ЗБС другого пласта, находящегося значительно выше по вертикали, чем пласт, с которого ранее на данной скважине производилась добыча. Например, Нх-1 имеет абсолютную отметку (АО) – 2600 м, а пласт Як3-7 АО – 1630 м, разница 970 м. Данный факт не позволяет спустить компоновку ЭЦН в необходимый интервал. Очень сложные траектории с большими интенсивностями набора зенитного угла (4°/30 м) приводит к тому, что при резке бокового ствола сохранить расположение полки ЭЦН на достаточной вертикали невозможно.

в) По причине низкого пластового давления, депрессии, создаваемой в призабойной зоне пласта, не достаточно, чтобы поднять динамический уровень жидкости до необходимой высоты (при этом учитывая, что уровень должен располагаться выше приемной сетки ЭЦН на 200-300м для нормализации работы погружного оборудования). Появляется необходимость опускать установку ЭЦН ниже.

В связи с причинами, приведенными выше, возникает потребность в использовании технологии крепления бокового ствола комбинированной колонной хвостовика 127/114 мм. Комбинированный хвостовик 127/114 мм представляет собой потайную колонну, которая удовлетворяет всем условиям для доизвлечения запасов в сложной геологической обстановке и в затрудненных траекториях материнского ствола, и состоит из: цементируемых

СЕКЦИЯ 10. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

подвески хвостовика и пакера – для крепления в эксплуатационной колонне; заколонных пакеров-эластомеров – для сегментации/изоляции отдельных участков скважины; фильтров скважинных – для фильтрации пластового флюида от выноса песка и других механических примесей; глухих обсадных труб диаметром 127 мм – для расположения полки под УЭЦН 4 габарита, а также глухие трубы 114 мм.

Ввиду НЭК, повторных ЗБС, сложной траектории ствола с большими интенсивностями набора ЗУ 4°/30 м, происходит перекрытие планируемой полки под УЭЦН. Низкие депрессии приводят к недостаточному динамическому уровню жидкости. Данные факторы ведут к необходимости спуска УЭЦН ниже, и осуществить намеченные цели на добычу возможно только использованием ЗБС, либо вводом новых скважин (ВНС), что исключается по причине высокой стоимости. Падение добычи и обводненность более 90 % ведет к переводу скважины в бездействующий (БД) фонд, либо осуществить ЗБС, тем самым спасая скважину. Существует вариант проведения ЗБС с использованием колонны хвостовика 114 мм и спуска в него УЭЦН габарита 2А, но этот насос является крайне ненадежным и имеет низкую производительность (до 160 м³/сут). Следовательно, наиболее приоритетным вариантом является комбинированная колонна 127/114 мм с использованием УЭЦН 4 габарита, которые могут применяться в скважинах с техническими ограничениями (пластыри, смещение колонны НКТ), в горизонтальных скважинах с углом отклонения от вертикали 90°, в скважинах с интенсивностью набора кривизны 4° на 10 м при спуске. Для входа компоновки ЭЦН в интервал глухих труб диаметром 127 мм бокового ствола добавляется центратор, а для защиты кабельного удлинителя при спускоподъемных операциях (СПО) в боковом стволе – специальные протекторы. Установки работают с подачей до 350 м³/сут. Данного значения достаточно для добычи с боковых стволов месторождения X.

При расчете технико-экономических показателей целесообразно рассматривать добычу нефти с использованием хвостовика 114 мм и УЭЦН 2А габарита при запускном дебите 40 т/сут, и данную скважину, после использования технологии ЗБС с применением комбинированной колонны хвостовика 127/114 мм и УЭЦН 4 габарита с запускным дебитом 100 т/сут. Сравнение прогнозных показателей с одинаковым темпом обводненности при первоначальном показателе 60 % приведено в таблице.

Таблица

Сравнительный прогнозный уровень добычи нефти до и после внедрения технологии крепления ЗБС комбинированной колонной хвостовика 127/114мм на скважине №1 месторождения X

| Технология | Ед. изм. | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
|--|------------|------|------|------|------|------|------|
| Стандартный ЗБС + УЭЦН 2А габарита | тыс. т/год | 14,6 | 12,8 | 11 | 9,9 | 9,1 | 8 |
| ЗБС с комб. колонной 127/114мм + УЭЦН 4 габарита | тыс. т/год | 36,3 | 31,9 | 27,4 | 24,6 | 22,8 | 20,1 |

Опыт применения крепления комбинированной колонной хвостовика 127/114 мм бокового ствола с УЭЦН 4 габарита является положительным. Скважины №1 и №2 месторождения X, на которых проведены опытно-промышленные испытания по данному методу активно эксплуатируются с дебитом по нефти выше 200 т/сут. Экономический эффект, после применения данной технологии на скважинах по сравнению со стандартной технологией ЗБС и использованием УЭЦН 2А габарита, больше в 3,5 раза.

Применение технологии ЗБС позволяет сохранить скважину и существенно сэкономить затраты на строительстве, а также вовлечь в разработку новые локальные труднодоступные участки пласта-коллектора. Некоторые геологические задачи возможно выполнить и с помощью ВНС, но затраты возрастут в 8 раз.

Необходимо брать во внимание слабые стороны технологии, подлежащие дополнительному рассмотрению:

– Низкая производительность УЭЦН 4 – 350 м³/сут (в сравнении с УЭЦН 5 габарита – 720 м³/сут)

– Невысокая надежность УЭЦН 4 (в сравнении с габаритами большего типоразмера)

– Высокая стоимость УЭЦН 4

Проведенный анализ позволяет дать рекомендации по внедрению технологии крепления бокового ствола комбинированной колонной хвостовика 127/114мм на месторождениях со схожими геолого-техническими условиями, что основано на эффективных результатах опытно-промышленных испытаний, учитывая экономическую целесообразность, конструктивную простоту, а также широкую область возможности применения.

Литература

1. Гилаев Р.Г. Разработка и совершенствование технологических решений по повышению эксплуатационных показателей горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов: дис. ... кандидата технических наук: 25.00.17 / Гилаев Руслан Ганиевич. – [Место защиты: Кубан. гос. технол. ун-т]. – Краснодар, 2009. – 98 с.: ил. РГБ ОД, 61 10-5/709.
2. Официальный сайт Журнала нефтегазового сектора [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://neftegaz.ru/>.
3. Регламент технологии строительства скважин в условиях многолетнемерзлых пород с контролем качества в процессе бурения и крепления: РД 39 009-90. – М.: МНТП, ВНИИБТ, 1990. – 28 с.
4. Швец С.В. Обоснование и разработка технологии заканчивания скважин с большим отходом от вертикали с установкой щелевого фильтра: Автореферат диссертации... кандидата технических наук: 25.00.15 / Швец С.В.: [Место защиты: Санкт-Петербург. горный ун-т]. – Санкт-Петербург, 2017. – 20 с.

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ОПРЕДЕЛЕНИЮ РАСПОЛОЖЕНИЯ ИНТЕРВАЛА ПЕРФОРАЦИИ СКВАЖИНЫ

Л.А. Сметанина

Научный руководитель - старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На продуктивность и продолжительность освоения скважин значительно влияет их заканчивание: первичное вскрытие, цементирование и вторичное вскрытие – перфорацию.

Вскрытие пласта перфорацией в обсаженных скважинах – одна из наиболее важных операций при их строительстве, поскольку от нее зависит дальнейший успех испытания, получения притока пластового флюида и освоения скважины как объекта эксплуатации.

Одной из ключевых характеристик, влияющих на эксплуатацию скважин, является интервал перфорации – его размер и расположение.

Однако, несмотря на важность данных характеристик, действующий в настоящее время руководящий документ [3] не дает точных указаний о выборе интервала перфорации, требуя только:

- 1) обеспечение максимальных безводных и безгазовых дебитов нефти;
- 2) обеспечить наиболее полный охват нефтяной зоны вытесняемой водой.

Таким образом, недропользователь самостоятельно определяет, как проводить перфорацию пласта. Для большей эффективности последующей разработки, при этом рекомендуется учитывать ряд факторов: наличия или отсутствия непроницаемых пропластков, неоднородности, вертикальной трещиноватости. Также влияние на выбранный интервал перфорации может оказывать и технология проведения вторичного вскрытия пласта.

В связи со всем вышесказанным, необходимо рассмотреть все факторы, влияющие на выбор интервала перфорации, и определить, как располагаются перфорационные отверстия при данных факторах.

Первым фактором, который учитывается при выборе интервала перфорации, является насыщенность флюидами пласта, вскрытого скважиной.

В случае вскрытия скважиной нефтенасыщенного пласта, он перфорируется по всей толщине продуктивного объекта, поскольку нет опасности прорыва воды и газа в скважину.

Пласты с подошвенной водой и газовой «шапкой» перфорируются в нефтяной части, а расстояние от верхних перфорационных отверстий до ГНК, и от нижних до ВНК устанавливается для каждой конкретной залежи опытным путем, с рассмотрением факторов, перечисленных выше.

Распространено мнение, что увеличение расстояния от интервала перфорации до ВНК и ГНК является оптимальным решением проблемы прорыва воды и газа в скважину. Однако, на практике данное решение не всегда оказывается приемлемым, поскольку увеличение расстояния от нижних и верхних перфорационных отверстий до ВНК и ГНК приводит к уменьшению самого перфорационного интервала, и, следовательно, снижению конечной нефтеотдачи. Более того, зачастую подобные действия не приводят к увеличению безводного и безгазового дебитов, а лишь увеличивают период безводной и безгазовой добычи. На рисунке 1 показано, что при двух различных по размеру интервалах перфорации достигается одинаковый безводный дебит нефти, но в случае 1, где размер интервала перфорации больше, срок безводной добычи короче, чем в случае 2, где размер интервала меньше.

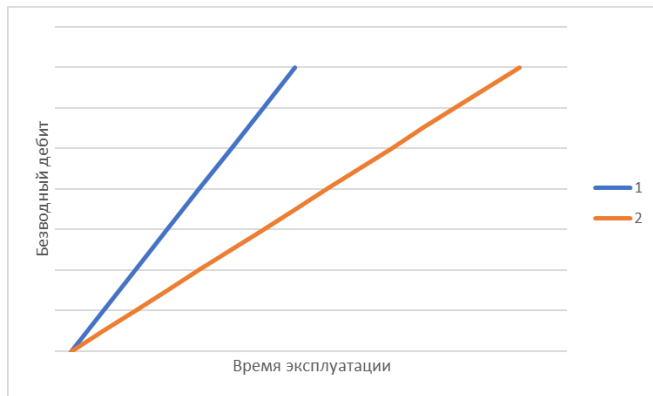


Рис. 1 Пример безводной добычи нефти при различных интервалах перфорации

В связи с этим, многие перфорируют скважины на таком интервале, на котором технически возможно и экономически рентабельно будет сдерживать образование газовых конусов и конусов обводнения, с целью получения максимальных дебитов.

Еще одним фактором, влияющим на расположение интервала перфорации, является наличие или отсутствие непроницаемых пропластков. Так, например, если на границе ВНК присутствует непроницаемый пропласток, нижние перфорационные отверстия рекомендуется располагать на некотором отдалении от данного пропластка, т.к. он сдерживает образование конуса обводнения, а перфорирование скважины вблизи данного пропластка может его повредить,

спровоцировав прорыв воды к перфорационным отверстиям.

Влияние расположения интервала перфорации в неоднородных по проницаемости пластах рассматривалось в работе [1]. Проведенное сравнение 9 вариантов расположения интервалов перфорации добывающих и нагнетательных скважин (см. рисунок 2, светлым показаны низкопроницаемые пласты, темным – высокопроницаемые) с различными отношениями толщин высоко и низкопроницаемых пластов позволило определить наиболее подходящий вариант перфорации для различных целей. Так, например, для получения максимального КИНа лучшими оказались варианты 3, 4 и 5, в то время как для высоких темпов отбора эффективнее всего себя показал вариант 9.

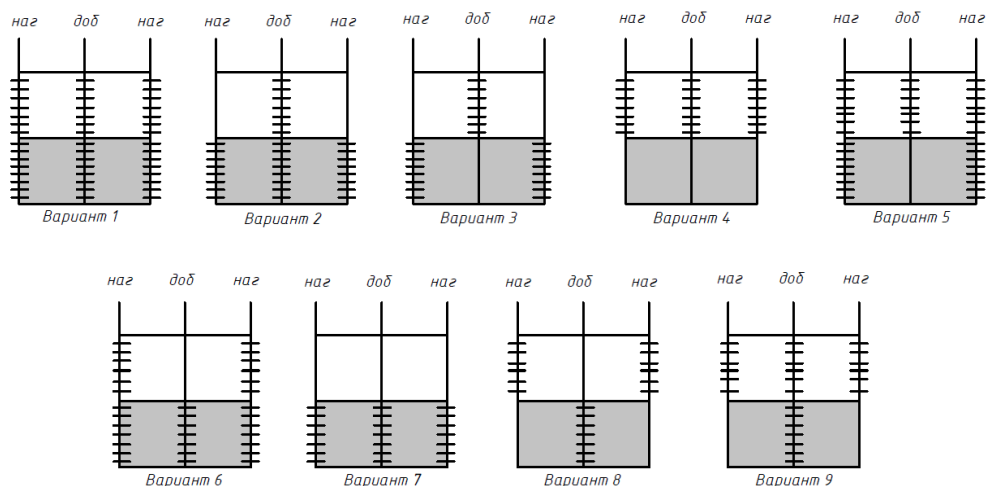


Рис. 2 Схематическое изображение варианты с различными интервалами перфорации наг – нагнетательные скважины, доб – добывающие скважины

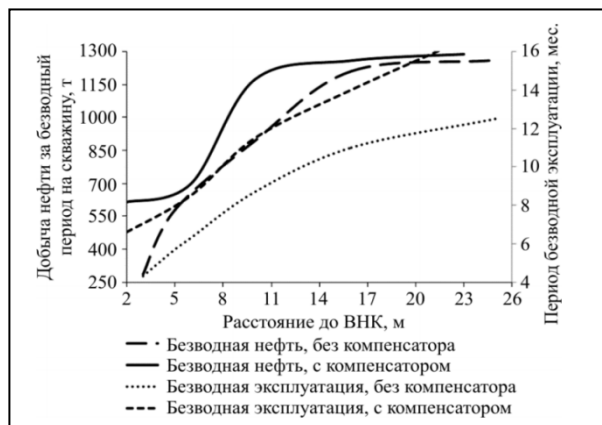


Рис. 3 Работа скважин, перфорированных с компенсатором взрывных давлений и без них

Помимо всех вышеописанных факторов, существует еще один, не менее важный фактор – технология проведения перфорации. В работе [2] описывается возможность использования компрессоров взрывных давлений при проведении кумулятивной перфорации. Применение данных компенсаторов снижает воздействие образовавшегося после взрыва гидроудара на коллекторские свойства пласта, не допуская образования трещин в породе. Благодаря этому, значительно снижается интенсивность обводнения скважины, что приводит не только к увеличению безводной добычи нефти, но и к продлению сроков безводной эксплуатации (см. рисунок 3).

Таким образом, при рассмотрении всего вышеописанного комплекса факторов, можно подобрать наиболее эффективное расположение интервала перфорации, которое было бы способно обеспечить не только достаточную безводную нефтедобычу в начале эксплуатации, но и достаточный КИН при дальнейшей добыче. Однако, необходимо понимать, что невозможно подобрать вариант, который бы удовлетворял абсолютно всем целям разработки, поэтому необходимо искать компромиссы, которые будут наиболее применимы.

Также, стоит учитывать, что выбранный интервал не будет препятствовать образованию водяных и газовых конусов, поэтому необходимо всегда учитывать возможность прорыва воды, и применять меры по сдерживанию обводнения и загазованности скважины.

Литература

1. Гиззатуллина Д.Ф., Вафин А.Р. Оценка влияния положения интервала перфорации на показатели разработки в слоисто-неоднородном пласте; опубл. 15.11.2015. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.tatnipi.ru/upload/sms/2015/geol/006.pdf>.
2. Неволин В.Г. Опыт использования компенсаторов взрывных давлений при кумулятивной перфорации // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2016. № 21. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/opyt-ispolzovaniya-kompensatorov-vzryvnyh-davleniy-pri-kumulyativnoy-perforatsii>.
3. РД 153-39.0-110-01 Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. – М.: Минэнерго РФ, 2002.

ПУТИ ОПТИМИЗАЦИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ
ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ЦИКЛА

А.А. Арестов

Научный руководитель - доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Оптимизация эффективности разработки месторождений на поздней стадии жизненного цикла привлекает все больший интерес в России и во всем мире. Возникновение этой темы связано с тем, что в современном мире неизбежно появление новых технологий и подходов, использование которых позволит увеличить коэффициент извлечения нефти (КИН) и объем добычи на старых месторождениях.

Ранее в нефтяной науке КИН определялся на ранних этапах разработки по аналогии, а после – по фактическим данным разработки. Он представлял собой единый коэффициент нефтеотдачи до тех пор, пока академик А. П. Крылов не предложил представление КИН в виде произведения двух коэффициентов – вытеснения и охвата вытеснением, а затем $K_{\text{охв}}$ в российской науке также разбили на две составляющие – коэффициенты сетки и заводнения. На данный момент выделяют от двух до шести и более различных коэффициентов-сомножителей КИН.

КИН разделяют на коэффициенты-сомножители для того, чтобы радикально ускорить поиск оптимальный путей разработки за счет сокращения количества рассматриваемых вариантов. Множество компаний при поиске целесообразных вариантов разработки своих месторождений, используют разбиение КИН на составляющие и оптимизации каждого параметра в отдельности. Очевидно, что для достижения максимально возможного значения КИН, необходимо максимизировать все его коэффициенты-сомножители. Для этого необходимо определиться с тем, какие мероприятия могут в данном конкретном случае значимо увеличить каждый коэффициент.

На основе процедур, которые направлены на увеличение коэффициентов-сомножителей, складываются варианты разработки для всего месторождения. Далее на основе экономического анализа и доработки вариантов в процессе итераций с использованием гидродинамической модели, выбирается оптимальный вариант разработки.

В данной работе использовалось следующее представление КИН:

$$\text{КИН} = K_{\text{выт}} \times K_{\text{др}} \times K_{\text{охв}} \times K_{\text{отс}},$$

где $K_{\text{выт}}$ – коэффициент вытеснения; $K_{\text{др}}$ – коэффициент дренирования; $K_{\text{охв}}$ – коэффициент охвата; $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отсечения.

В целях поиска путей оптимизации повышения КИН, повышения экономической эффективности разработки месторождений, снижения прямых капитальных вложений месторождения принято делить на три основных этапа.

Первый этап. Для добычи нефти, на этом этапе, максимально используется естественная энергия пласта (упругая энергия, энергия растворенного газа, энергия законтурных вод, газовой шапки, потенциальная энергия гравитационных сил).

Второй этап. На данном этапе реализуются методы поддержания пластового давления путем закачки воды. Этот метод принято называть вторичными.

Третий этап. На третьем этапе для повышения эффективности разработки месторождений применяются методы увеличения нефтеотдачи (МУН). Он применяется на старых месторождениях. Рассмотрим этот этап подробнее.

Методы увеличения нефтеотдачи (МУН, третичные методы нефтедобычи) – это общее понятие, объединяющее технологии, которые позволяют существенно увеличить КИН по сравнению с методами первичной и вторичной нефтедобычи. В настоящее время только 3% нефти в мире добываются за счет МУН, однако в США, где большинство крупных месторождений уже десятки лет назад вошли в фазу зрелой разработки, процент существенно выше – до 10%. Выделяется три главных класса МУН – тепловые методы, смешивающееся вытеснение и заводнение с использованием химических реагентов.

В общем объеме добычи нефти по миру третичным методом преобладает добыча за счет проектов по смешивающейся закачке газов (CO_2 , УВ) и проектов по закачке пара. В России достаточно высокая доля добычи нефти от МУН получена в результате закачки химических реагентов. В основном используются сшитые полимерные гели, которые не относятся к МУН в международной классификации.

Для того чтобы понять, насколько может быть велик потенциал в увеличении КИН для месторождений с использованием МУН, а также понять какие мероприятия приводили ранее к увеличению добычи и КИН на аналогичных зрелых месторождениях, полезно посмотреть на опыт разработки месторождений-аналогов. Существует довольно большое количество подходов в определении того, какое месторождение или пласт являются лучшим аналогом для другого месторождения. Понятно, что все месторождения в определенной мере уникальны, следовательно, никогда нельзя подобрать полный аналог – целью поисков является нахождение лучшего аналога среди существующих месторождений.

Один из методов поиска аналогов и оценки КИН описан в статье (Wickens et al., 2010). Метод основан на вычислении индекса «сложности» месторождения, который представляет собой сумму четырех параметров, зависящих от вязкости нефти, вертикальной неоднородности пласта, плотности геологических запасов на единицу площади, структурного фактора (наличие блоков, разломов, осложнений). Таким образом, чем выше индекс, тем выше «сложность» месторождения (рис. 1.).

СЕКЦИЯ 10. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

На основании имеющейся у экспертов компании Baker Hughes информации, приемлемыми аналогами месторождения У могут служить Купарук, Норс Вард Эстес и Западно-Салымское месторождение.

Месторождение Купарук расположено на севере штата Аляска и является вторым по величине в Северной Америке. В настоящее время для поддержания добычи ведутся следующие работы: уплотняющее бурение, закачка воды, ВГВ в смешивающемся и несмешивающемся режиме, активно применяется бурение ЗБС с применением гибких труб. На рис. 2 представлен профиль добычи по месторождению Купарук и добыча за счет применения ВГВ.

Прогнозный КИН за счет вторичных методов нефтедобычи составляет 33 %, общий прогнозный КИН по месторождению с учетом третичных методов нефтедобычи – 41 %, то есть дополнительный КИН за счет ВГВ – 8 %.

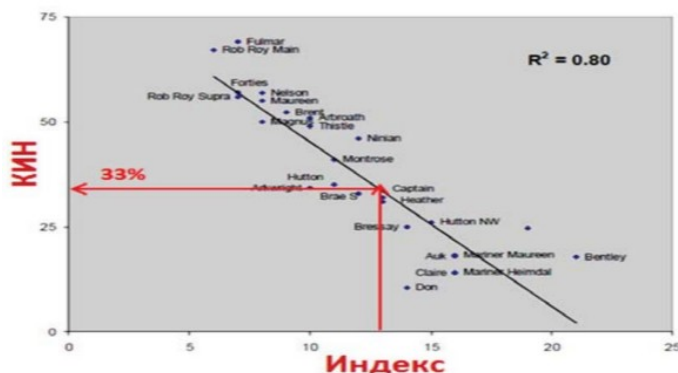


Рис. 1 Зависимость КИН от индекса сложности месторождения

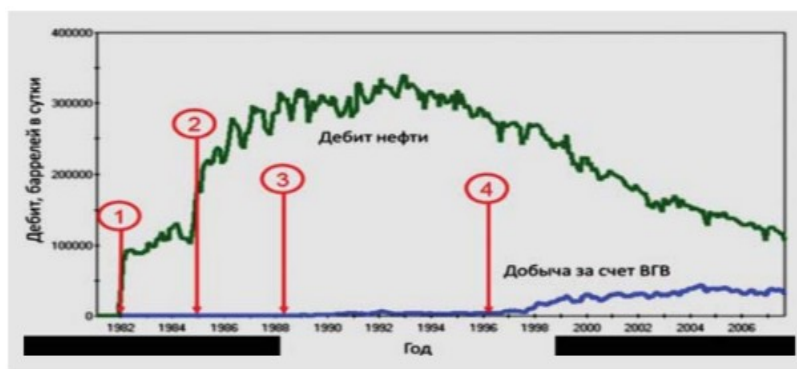


Рис. 2 Дебит нефти для месторождения Купарук

дебит нефти с 5000 до 10 000 брл/сут (рис. 2). Помимо закачки углекислого газа наиболее эффективными мерами поддержания добычи были признаны уплотняющее бурение, повторный ГРП, трансформация сетки и увеличение закачки воды. По данным компании-оператора, конечный КИН за счет методов вторичной добычи составит 31 %, КИН с применением методов третичной добычи – 39%, с учетом расширения зоны ВГВ, есть возможность увеличения КИН вплоть до 51 %.

Западно-Салымское месторождение расположено в Ханты-Мансийском автономном округе Западной Сибири. Проект ASP технологически очень сложный, в России такая технология применяется впервые. Кроме того, в мире крайне мало примеров, когда ASP применяется для месторождений с легкой нефтью. Начальные стадии проекта включали в себя эксперименты на керне и полевые испытания. На первом этапе были проведены лабораторные исследования, которые показали, что некоторые щелочь-ПАВ-полимерные составы (в том числе Российского производства) позволяют добыть 96 % всей начальной нефти и снизить остаточную нефтенасыщенность до 5 % (Chmuzh, I., SPE 162063, Karpan V. M., SPE 169157). Далее было проведено испытание в одиночной скважине, в результате эффективность щелочь-ПАВ-полимерного состава была продемонстрирована в полевых условиях, было добыто порядка 94 % от геологических запасов нефти в исследуемой прискважинной зоне (≈ 10 м) (Harm Dijk et al. SPE 136328).

Литература

1. Harm Dijk et al., Salym Chemical EOR Project. 2010. Integration Leads the Way to Success (Russian). SPE-136328-RU.
2. Lyssenko V.D., Graipher V.I. 2005. Rational field development.
3. Whiting Petroleum Host. 2011. Field trip to the North Ward Estes CO2 flood and facilities. Whiting Petroleum corp. CO2 Flooding Conference.

ОЦЕНКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДВУХСТУПЕНЧАТОЙ ОСУШКИ ГАЗА В ПЕРИОД ПАДАЮЩЕЙ ДОБЫЧИ

И.А. Банчу, В.В. Соловьев

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

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение

Большая часть газовых месторождений в настоящее время находятся в периоде падающей добычи [2]. Добываемый природный газ имеет сниженное давление и повышенное влагосодержание относительно первоначальных (проектных) значений. Проблема качества транспортируемого газа из-за повышенной его влажности остается нерешенной и обостряется, становится ясно, что необходим не только контроль качества газа, но и полноценный контроль за процессами подготовки газа. Параметры процессов можно контролировать не только прямыми методами с помощью приборов, но и путем комплексного обследования, расчетов и анализов для последующей ликвидации проблемных моментов в технологии.

Цель данного исследования – оценка технологической эффективности двухступенчатой осушки газа на месторождениях в период падающей добычи.

Сущность процесса абсорбционной осушки природного газа заключается в удалении воды из добываемого флюида вследствие его контакта с абсорбентом [1]. В процессе абсорбционной осушки абсорбент насыщается водой. После чего осуществляется его регенерация в процессе десорбции воды из насыщенного абсорбента до определенной степени и циркуляционная подача обратно в процесс абсорбции. В качестве абсорбента в данном процессе используются гликоли – диэтиленгликоль и триэтиленгликоль.

Одним из решений для повышения эффективности абсорбционной технологии подготовки природного газа является проведение модернизации технологии и мониторинг свойств выходящего потока осушенного газа и выявление зависимости его свойств от работы оборудования. Но проблема заключается в том, что на свойства данного продукта влияют многие параметры (давление, температура, расход, вид абсорбента и т.п.). Поэтому в данной ситуации предлагается применить двухэтапную абсорбционную технологию осушки газа с анализом этих же и параметров. А наиболее качественно провести сравнительный анализ действующей и модернизированной технологий подготовки газа можно в результате технологического моделирования, реализованного в специальном программном комплексе UniSim Design R460.

Экспериментальные исследования

В программном комплексе UniSim Design R460 была смоделирована принципиальная технологическая схема действующей установки осушки газа месторождения М с дополненной второй ступенью колонны абсорбции с дополнительной стадией рециркуляции насыщенного абсорбента, изображенном на рисунке 1 [3]. В моделирующей схеме использованы состав, давление, температура и расход всех материальных потоков (газ, абсорбент и др.) аналогичный параметрам существующей промышленной установки осушки газа. Исходные компонентный состав для моделирования в программном комплексе UniSim Design R460 представлены в таблице 1.

Исходные данные для моделирования:

- Расход природного газа в обоих случаях 289 тыс. м³/ч (6,95 млн. м³/сутки);
- Массовая концентрация абсорбента (диэтиленгликоля) в регенерированном 98,0 % и в насыщенном растворах 51,5 % для действующей и предложенной технологии 98,0 % и 46,6 %;
- Точка росы по воде осушенного газа при действующей и предложенной технологиях минус 21°С;
- Температура контакта газ-гликоль при действующей технологии 10,8°С и при предложенной 12,2°С;
- Зимний период года, компрессорный период эксплуатации.

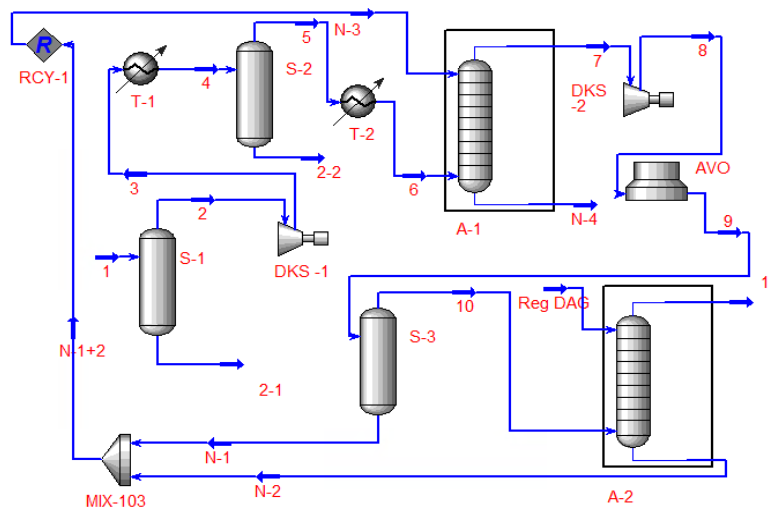


Рис. 1 Смоделированная схема двухступенчатой осушки газа (зимнее время года): S-1 – пробкоуловитель жидкостный; S-2,3 – первичные сепараторы; DKS-1,2 – дожимная компрессорная станция; T-1,2 – холодильник, A-1,2 – колонна абсорбции, AVO – аппарат воздушного охлаждения

Таблица 1

Компонентный состав пластового сеноманского газа

| | | | | | | | | |
|-----------------|-------------------------------|-------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|-----------------|----------------|-----------------|------------------|
| CH ₄ | C ₂ H ₆ | C ₃ H ₈ | iC ₄ H ₁₀ | nC ₄ H ₁₀ | C ₅₊ | N ₂ | CO ₂ | H ₂ O |
| 92,90 | 1,15 | 0,67 | 0,26 | 0,26 | 0,04 | 1,77 | 0,10 | 2,85 |

Исследование проводилось на основе действующей установки осушки газа. Для исследования были взяты реальные составы газов, входных параметров, вид и состав абсорбента на месторождении М. Адекватность модели оценивалась сравнением плотности товарного газа, полученного в результате моделирования, и плотности товарного газа с реальной установки осушки газа. Как следует из таблицы 2, относительная ошибка составляет 0,07 %.

Таблица 2

Сравнение плотностей реального товарного газа и рассчитанного по программе UniSim Design R460

| Материальный поток | Свойство | Значение | | Относительная ошибка, % |
|--------------------|------------------------------|-------------|--------|-------------------------|
| | | Эксперимент | Расчет | |
| Сухой газ | Плотность, кг/м ³ | 0,696 | 0,697 | 0,07 |

В оценку технологической эффективности входят следующие результаты исследований:

- Влияние давления и температуры на показатели существующей и модернизированной установки абсорбционной осушки природного газа гликолями, представлены на рисунке 2.

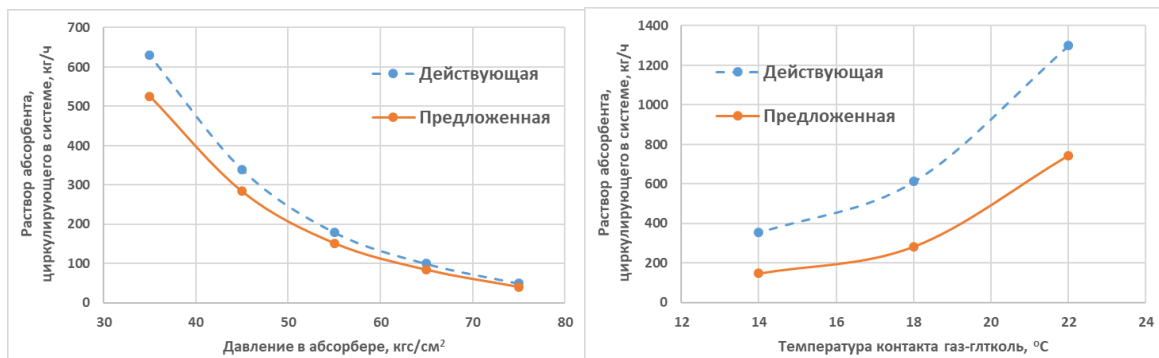


Рис. 2 Влияние давления и температуры на расход абсорбента существующей и предложенной установки абсорбционной осушки природного газа гликолями

- Влияние вида абсорбента при концентрации 98 % в зависимости от температуры контакта на точку росы по воде существующей и модернизированной установки абсорбционной осушки природного газа представлены на рисунке 3.

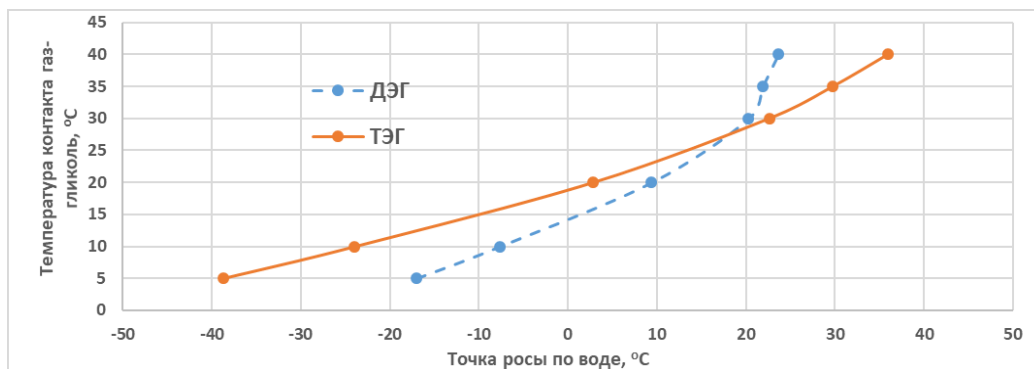


Рис. 3 Влияние вида абсорбента от температуры контакта на достижение точки росы по воде

Выводы. В ходе проведенного исследования влияние факторов на эффективность осушки природного газа показали:

- При повышении давления уменьшается расход раствора абсорбента, подаваемого в систему. При давлении 7,5 МПа для предложенной технологии потребовалось абсорбента на 9,9 кг/ч меньше, чем для действующей технологии.

- При повышении температуры контакта газ-гликоль значительно увеличивается расход раствора абсорбента, подаваемого в систему. При температуре свыше 23 °С исследование не имело смысла, так как сильно увеличивался расход абсорбента. При температуре 22 °С потребовалось абсорбента для существующей технологии 1300 кг/ч, а для предложенной технологии 774 кг/ч, что на 526 кг/ч меньше, чем для действующей технологии.

- При одинаковой массовой концентрации 98 % и температуре контакта газ-гликоль 5°С существенно легче достигается требуемая точка росы при использовании триэтиленгликоля, поскольку температура точки росы составляет минус 46,9°С, а в действующей – минус 38,7°С.

Литература

1. Берлин М.А., Гореченков В.Г., Волков Н.П. Переработка нефтяных и природных газов. – М.: Химия, 1981. – 472с.
2. Регулярные процессы и оборудование в технологиях сбора, подготовки и переработки нефтяных и природных газов: учебное пособие / Е.П. Запорожец, Д.Г. Антониади, Г.К. Зиберт и др. – Краснодар: Издательский Дом – Юг, 2012. – 620 с.
3. Jaubert J.-N., Mutelet F. VLE predictions with the Peng-Robinson equation of state and temperature dependent calculated through a group contribution method // Fluid Phase Equilibria. – 2004. – 224. – P. 285–304.

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНИМОСТИ ТЕХНОЛОГИЙ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

Е.М. Баркалова

Научный руководитель - доцент М.В. Мищенко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На современном этапе, в нефтегазовой отрасли, обострилась проблема разработки объектов характеризующихся низкой проницаемостью коллекторов. Для решения данной проблемы наиболее целесообразно использование горизонтальных скважин с многозонным гидравлическим разрывом пласта (МГРП). В работе определена эффективность МГРП с применением технологии «Real Frac Packer» при наличии низкопроницаемых коллекторов в зависимости от числа стадий и объёма закаченного проппанта.

С помощью проведения МГРП становится возможным увеличение площадей дренирования, повышение коэффициента продуктивности разрабатываемых скважин и коэффициента извлечения нефти (КИН). Эксплуатация горизонтальных скважин с МГРП имеет ряд особенностей: 1) целевой пласт не пересекается с другими продуктивными пластами; 2) эффективная толщина пласта менее 100 м (предусматривается операцией проведения ГРП); 3) глинистые прослойные перемычки не превышают 3-4 м [2, 3].

Разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами сопровождается необходимостью подбора оптимальной технологии, а именно: проектирование дизайна ГРП, определение количества портов ГРП, выбор направления и расчёт длины вскрываемого горизонтального участка [1].

Если проницаемость коллектора является низкой (коэффициент проницаемости < 0,01 мкм²), то наиболее эффективными будут трещины ГРП перпендикулярные стволу скважины, поскольку формируется «стимулированный» резервуар, так как они создают большую зону охвата. Стабильность дебита скважин зависит от протяжённости полудлины трещины.

Согласно Батлеру Р.М. [1], технология «Real Frac Packer» применяется для скважин всех направлений, включая их расположение, как на суше, так и на море. Данная технология позволяет эксплуатировать скважину, в том числе стимулировать её, без использования дополнительных ресурсов [2, 4]. Существуют компоновки МГРП, оборудованные специальным инструментом (Sanjel или Monobore), с помощью которого возможно закрыть/открыть порт и извлечь посадочное седло, что в значительной степени снижает затраты при изолировании и интенсифицировании интервалов [5].

Для сравнения эффективности проведения ГРП и МГРП используем параметры полученных трещин после проведения операций приведенных в таблице [2, 3].

Таблица

Параметры трещин после операций ГРП и МГРП (на месторождении Западной Сибири)

| | Длина трещины, м | Высота трещины, м | Количество проппанта, т |
|---|------------------|-------------------|--|
| на скважине после проведения стандартного ГРП | 66 | 53 | 30 |
| на скважине после оптимизированного МГРП | 132 | 63 | 45 (с 1 по 6 порты – 45 т, 7 порт – 17,6 т). |

Параметры проведения МГРП [2]:

- буферная жидкость – несшитая полимерная система (линейный гель с вязкостью 20 – 30 мПа·с);
- жидкость-песконоситель – сшитая полимерная система на основе гуара;
- расход проппанта – 30, 40 и 60 тонн на стадию ГРП.

График зависимости (рис. 1), показывает прямую зависимость накопленного отбора продукции от объёма проппанта и количества стадий, наилучшие показатели характерны для скважины с 8 зонами и 60 тоннами проппанта.

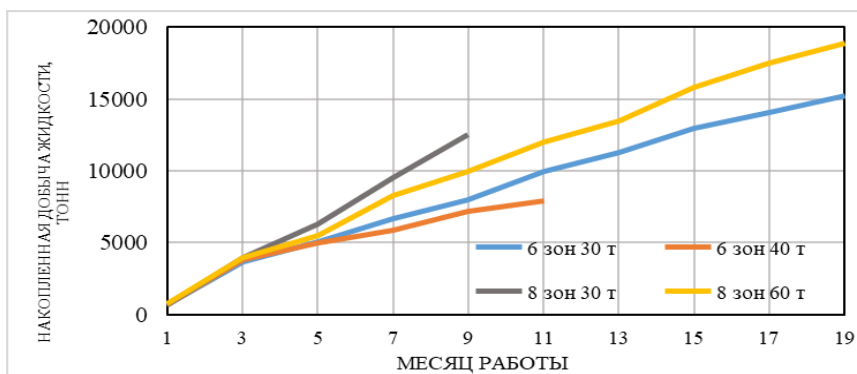


Рис. 1 График зависимости накопленной добычи жидкости от количества зон ГРП и массы использованного проппанта [2, 5] – сопоставление средней накопленной добычи УВ с 6 и 8 зонными ГРП (проппант 30 и 60 тонн)

Построим аналогичный график для анализа накопленной добычи нефти (рис. 2). Наибольшее значение наблюдается так же при расходе 60 тонн проппанта с проведением 8 зонного ГРП. Следовательно, складывается прямая зависимость нефтеотдачи от количества зон в многозонном ГРП и расходом закачиваемого агента, поскольку увеличивается протяжённость и проницаемость трещин.

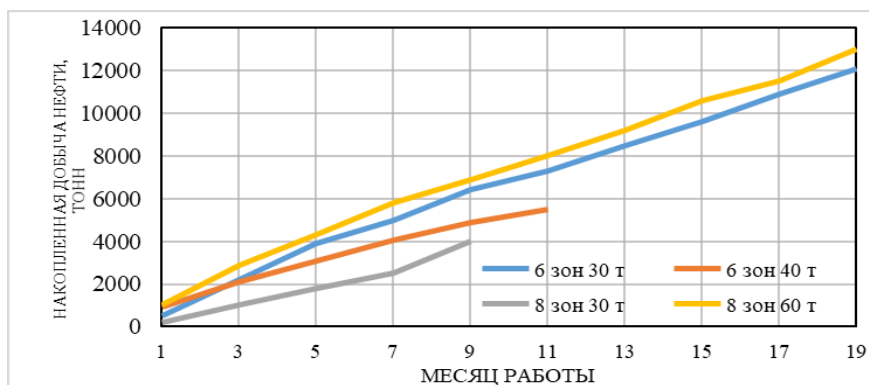


Рис. 2 График зависимости накопленной добычи нефти от количества зон ГРП и массы использованного проппанта [2, 5] – сопоставление средней накопленной добычи нефти скважин с 6 и 8 зонными ГРП (проппант 30 и 60 тонн)

Многостадийный гидравлический разрыв пласта является перспективной и постоянно совершенствующейся технологией, способной существенно повысить текущую и конечную нефтеотдачу. С помощью МГРП становится возможной эксплуатация низкопроницаемых коллекторов с малой продуктивностью, разработка которых без воздействия технологии невозможна. Прогнозирование механизма образования и распространения трещин, контроль их параметров позволяют применять его не только как способ интенсификации добычи, но и как аппарат регулирования системы разработки и управления фильтрационными потоками в однопластовых и многопластовых объектах.

Литература

1. Батлер Р.М. Горизонтальные скважины для добычи нефти, газа и битумов. [Текст]. Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2015. – 536 с.
2. Мамбетов Ж.С., Медведев К.С. Анализ эффективности многозонного гидроразрыва пласта в условиях низкопроницаемых коллекторов // Вопросы науки и образования. 2018. № 26 (38). С. 9-14.
3. Самойлов М.И. Практика многостадийных ГРП в ТНК-ВР: достоинства и недостатки технологий. [Электронный ресурс] / М.И. Самойлов, В.В. Назаревич. Режим доступа: <https://docplayer.ru/35764063-Praktika-mnogostadiynyh-grp-v-tnk-vr-dostoinstva-i-nedostatki-tehnologiy.html> / (дата обращения: 12.12.2019).
4. Экономидес М. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта. Наведение мостов между теорией и практикой [Текст]: учеб. пособие / М. Экономидес, Р. Олайни, П. Валько, – М.: Петроальянс Сервисис Компани Лимитед, 2014. – 543 с.
5. Roussel Nicolas P., Shaima Mukul M., (University of Texas at Austin): “Optimizing Fracture Spacing and Sequencing in Horizontal-Well Fracturing”// SPE Journal Paper, SPE 127986-PA, 2015. – 173 с.

К ВОПРОСУ О МЕХАНИЗМЕ МАГНИТНОЙ АКТИВАЦИИ НЕФТИ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН ОТ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ
Н.Ю. Биянов

Научный руководитель - доцент А.А. Злобин

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия

Проблема борьбы с асфальтеносмолопарафиновыми отложениями на нефтепромысловом оборудовании приобретает особо важное значение при разработке нефтяных месторождений Пермского края, так как доля скважин с АСПО достигает 45 % от осложненного фонда, который составляет 75 % от всего действующего фонда добывающих скважин.

В настоящее время одним из перспективных методов предотвращения АСПО является использование магнитных активаторов, число которых на промыслах России достигает уже нескольких десятков тысяч. Кроме того, постоянно патентуются скважинные устройства, включающие использование магнитных материалов для активации скважинной продукции [1, 3, 5, 6].

Однако в настоящее время отсутствует физическая теория влияния магнитного поля на нативную нефть, а все устройства разрабатываются на базе неверных представлений с учетом известной центростремительной силы Лоренца, которая в лиофобных системах в отсутствие зарядовых взаимодействий вообще не играет какой-либо роли.

В работе сделана попытка использовать для разработки механизма магнитной активации нефтей теорию спиновой динамики, которая строго описывает и объясняет все известные на сегодня магнитные эффекты в твердых телах (кристаллах) и полимерах.

Однако особенность заключается в том, что данная теория применима к магнитным эффектам только при непрерывном магнитном воздействии на объект, а все скважинные устройства, напротив, основаны на кратковременном воздействии на метастабильную жидкость различного состава. Отсюда в скважинных условиях всегда реализуются постэффекты предварительной магнитной обработки, которые называются статическими эффектами «магнитной памяти» [4].

Основная задача заключается в возможности направленного изменения наноструктуры асфальтеновых комплексов за счет импульсного воздействия магнитным полем (МП), характеристики которого подстраиваются под исходную структуру нефти.

С этой целью в работе использованы данные методов ЯМР [2] и спектроскопии для идентификации и мониторинга размеров асфальтеновых комплексов до и после магнитного воздействия. С использованием метода холодной пластины рассчитывалась эффективность ингибирования парафинов за счет активации МП.

Далее был проведен комплекс лабораторных исследований по влиянию МП на асфальтены высоковязких смолистых нативных нефтей (с вязкостью 95-210 мПа·с) Ножовского, Чурнушинского, Падунского, Баклановского месторождений Пермского края.

Установлена функциональная пропорциональная зависимость между величиной защитного эффекта после действия МП и текущим размером асфальтенового ядра сложных структурных единиц нефти (ССЕ), играющих главную роль при формировании АСПО (рис. 1).

Выбор конструкций магнитных активаторов обусловлен выполнением следующих условий. Экспериментально показано, что для получения стабильного положительного эффекта ингибирования необходимо техническими средствами обеспечить монотонный процесс роста средних размеров асфальтеновых агрегатов на 15-20 % отн. в течение 5-10 часов после активации нефти.

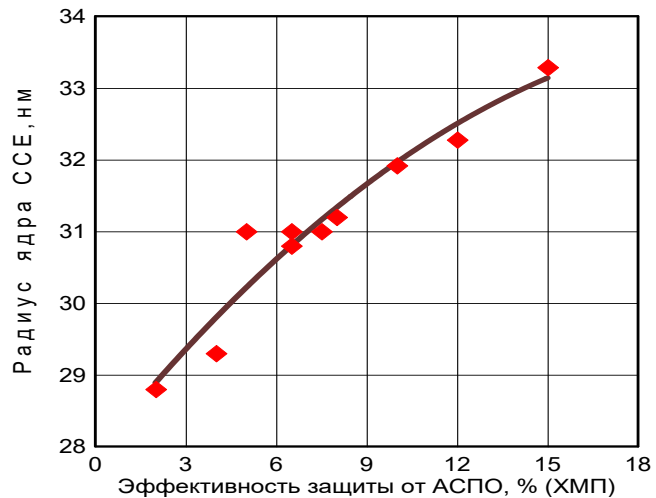


Рис. 1 Взаимосвязь радиуса асфальтенового ядра ССЕ и защитного эффекта от АСПО после воздействия МП

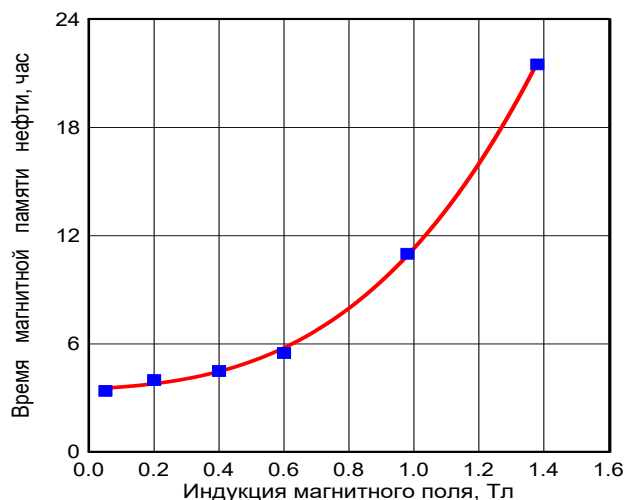


Рис. 2 Влияние индукции МП на время магнитной памяти нативной нефти

Величина «магнитной памяти» нефти увеличивается с ростом индукции магнитного поля. На рис. 2 приведен график, отражающий нелинейный рост магнитной памяти нефти в зависимости от величины индукции магнитного поля.

Механизм магнитной активации заключается в том, что МП управляет спиновой динамикой свободных радикальных пар парамагнитных асфальтенов и смол, при которой МП снимает запрет по спину на выполнение химических и физических процессов в ядре ССЕ. Это ведет к более интенсивному запуску рекомбинации и генерации радикальных пар из триплетного в синглетное состояние, запрещенных в условиях отсутствия магнитного поля.

Постагрегация асфальтенов в нефтях приводит к понижению величины удельной поверхности адсорбционных центров, на которых происходит рост твердой фазы парафинов, понижению температуры насыщения нефти парафином и выделению достаточно большой энергии, увеличивающей энтропию молекул за счет

броуновского движения, что в комплексе блокирует структурный рост кристаллов твердых парафинов и их адгезию на поверхность подземного оборудования.

Литература

1. Аппараты для магнитной обработки жидкостей / Н.Н. Инюшин, Е.И. Ишемгужин, Л.Е. Каштанова, А.Б.Лаптев и др. – Уфа: Реактив, 2000. – 147 с.
2. Злобин А.А. Экспериментальные исследования процессов агрегации и самосборки наночастиц в нефтяных дисперсных системах // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтепромысловое и горное дело. – 2015. – №15. – С.57–72. DOI:10.15593/2224-9923/2015.15.7.
3. Классен В. И. Омагничивание водных систем. – М.: Химия, – 1978. – 180 с.
4. Моргун Р.Б., Бучаченко А.Л. Магнитопластичность и магнитная память в диамагнитных твердых телах / Журнал экспериментальной и теоретической физики. – 2009. – Т. 136. – Вып. 3(9). – С. 505–515. PACS: 61.72.J-, 61.72.S-, 62.20.F-, 82.33.Fg.
5. Спиридонов Р.В., Демахин С.А., Кивокурцев А.Ю. Магнитная обработка жидкостей в нефтедобыче. – Саратов: Изд-во ГосУНЦ «Колледж». 2003. – 136 с.
6. Шаммазов А.М., Хайдаров Ф.Р., Шайдаков В.В. Физико-химическое воздействие на перекачиваемые жидкости. – Уфа, 2003.

АНАЛИЗ УСЛОВИЙ ПРОВЕДЕНИЯ ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Т.В. Бондаренко

Научный руководитель - старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время нефтегазодобывающая отрасль занимается разработкой большого количества высокопродуктивных нефтяных и газовых месторождений, находящихся на завершающих стадиях разработки. Это приводит к большому количеству трудностей, связанных с ростом значений обводненности, количества трудноизвлекаемых запасов, контролем системы заводнения. При их решении широко применяются трассерные исследования, проведение которых позволяет эффективнее разрабатывать месторождения и точнее подбирать геолого-технические мероприятия. Поэтому необходимо учитывать условия применения трассеров, критерии, предъявляемые к ним, и разрабатывать более совершенные трассеры для повышения точности измерений.

Трассерные исследования – это процесс закачки агента в нагнетательную скважину, повременного (по заданной программе) отбора проб из добывающих скважин с последующим анализом полученных проб на наличие индикатора и дальнейшей интерпретации данных, чтобы выбрать наиболее эффективный комплекс мероприятий по контролю процесса разработки.

История широкого применения трассеров в нефтегазовой отрасли России датируется концом 50-х началом 60-х годов. В 1963 году на конференции общества инженеров-нефтяников со своей работой выступил К.В. Bischoff. Были подробно описаны основы передвижения трассера в двухфазном потоке, обоснованные классическими законами гидромеханики в представлении фильтрации индикатора. В 70-е годы советским учёным из различных научно-исследовательских и производственных институтов удалось реализовать технологию изучения фильтрационной неоднородности нефтяного пласта с использованием тритиевого трассера, который широко применялся вплоть до середины 80-ых годов, поскольку он характеризуется строгим перемещением с нагнетаемой

жидкостью, практически не впитывается горными породами, по сравнению с другими трассерами он являлся более пригодным (на то время). Однако тритий является радиоактивным изотопом, поэтому параллельно специалисты искали трассеры без излучения. Стали применяться высокодисперсные суспензии ярко флюоресцирующих материалов (флуоресцеин, уранин, родонит), которые обладали нерастворимостью в исследуемой среде, нетоксичностью, стойкостью к воздействию различных физико-, химико-, биологических факторов, наблюдаемых в пластах. На данный момент используют следующие классы трассеров: флуоресцентные (уранин А, родамин С и др.), ионные (карбамид, калиевая селитра и др.), органические (спирты, органические кислоты) [3].

Индикаторные исследования дают возможность:

- определять локализацию продуктивных зон для первостепенного разбуривания;
- усовершенствовать работу фонда поддержания пластового давления с целью уравнивания напряженного техногенного трещинообразования;
- выявлять фрагментарно заблокированные призабойные зоны пласта, обладающие асфальтосмолопарафиновыми отложениями и устойчивыми эмульсиями;
- оценивать наиболее точные линии фильтрации и коэффициент нефтewытеснения, опираясь на ориентации керна.

Вещество, нагнетаемое для изучения циркуляции жидкости в нефтяном пласте, требует наличия следующих признаков [1]:

1. Растворимость в воде, но не в нефти для исключения потери трассера при анализе;
2. Должно поддерживать физико-химические особенности в пластовых условиях. Для радиоактивных трассеров необходимо наличие достаточного периода распада для обеспечения полного комплекса исследовательских работ;
3. Наличие в пластовых жидкостях недопустимо;
4. Вещество должно перемещаться совместно с агентом, не нарушая природные каналы тока;
5. Вещества должны обладать высокой точностью и скоростью обнаружения. Регистрация должна производиться непрерывно и автоматически непосредственно в стволе или на устье скважины;
6. Должны представлять безопасность для персонала и окружающей среды;
7. Иметь стоимость, обеспечивающую экономическую эффективность индикаторных исследований.

Из-за невозможности соответствия всем критериям, в практике применяются те вещества, которые обладают основными необходимыми признаками.

В настоящее время все известные трассеры можно классифицировать на следующие категории [4]:

- механические взвеси;
- растворы электролитов (соединения К, Na и т.д.);
- растворы красителей (флуоресцеин, эозин и т.д.);
- естественные и искусственные радиоактивные элементы;
- химические соединения.

Первый тип трассеров рекомендуется использовать при прослеживании движения вод с открытой поверхностью или при отслеживании вод, проходящих через высокопористую и высокопроницаемую породу.

Использование растворов электролитов имеет место только в пресной воде.

Использование красителей, несмотря на отсутствия аналогов в природе и обладание высокой чувствительностью регистрации, не могут применяться в виде трассеров, так как применение их характеризуется растворимостью только в щелочной среде и сильной сорбцией на поверхности горных пород.

Большое количество исследований были проведены с использованием в качестве трассера роданистого аммония, адсорбция которого сильно зависит от глинистости коллектора.

Из радиоактивных индикаторов практическое применение нашел только тритий в виде тритиевой воды, которая является идеальным вариантом для проведения трассерных исследований. Однако вследствие пагубного влияние на окружающую среду и большого периода полураспада (12,3 года) применение трития потеряло свою актуальность.

В последние годы в качестве трассеров стали применять азотистые соединения – нитраты (аммиачная селитра NH_4NO_3) и карбиды (мочевина H_2NCONH_2 и тиомочевина H_2NSCNH_2). Они отличаются высокой устойчивостью в пластовых условиях, простотой регистрации и низкой стоимостью. Отрицательными свойствами обладают лишь нитраты, реагирующие с солями кальция, что невозможно использовать в карбонатных отложениях. Широкое применение нитратов и карбидов в качестве удобрения позволило повысить их концентрацию в пластовой воде, именно поэтому на данный момент их использование целесообразно при проведении трассерных исследований [4].

Масса закачиваемого трассера определяется в зависимости от чувствительности измерительного прибора, адсорбции на компонентах пластовой системы, степени разбавления в пласте и на стенках ствола добывающих скважин. Основное снижение концентрации трассера происходит ввиду движения по пласту между нагнетательной и добывающей скважинами, поэтому его фактическое разбавление зависит, в основном, от объема трассируемого коллектора. Массовое количество индикатора определяется по формуле [2]:

$$M_0 = 12.56mK_B h \sqrt{LA} \cdot C_{\min} \quad (1), \text{ где}$$

m – пористость, д.ед.;

K_B – коэффициент вытеснения нефти водой, д.ед.;

h – средняя толщина пласта в зоне исследований, м;

L – промежуток от нагнетательной до самой удаленной контрольной скважины, м;

A - константа, описывающая интенсивность разбавления меченой жидкости при ее перемещении в горных породах (в расчетах принимается равной 0,02 м), м;

C_{\min} – чувствительность прибора (минимальная концентрация трассера в воде, которая четко фиксируется применяемым методом регистрации и аппаратурой), кг/м³.

Стоит отметить, что оценка массы индикатора по формуле (1) не позволяет в полной мере учесть разбавление трассера в пласте. Более точную оценку массы трассера рекомендуется вычислять по формуле, предложенной Курочкиным В.И. и Санниковым В.А. [2]:

$$M_0 = 8mhL^2 \cdot C_{\min} \quad (2)$$

Современные трассерные исследования в практике недропользователей являются одним из эффективных гидродинамических методов контроля разработки нефтяных месторождений. Активно используется применение комплексной технологии трассерных исследований, которая характеризуется высокой помехоустойчивостью, точностью, безопасностью. Современные трассеры являются высокодисперсными ярко флюоресцирующими суспензиями, которые не растворяются в наблюдаемой среде, нетоксичны, обладают устойчивостью к появлению различных агрессивных факторов, возникающих в пласте, и могут быть обнаружены в любых средах [3]. Восприимчивость комплексного трассерного метода не хуже, чем метод радиоизотопов. В ходе одного исследования можно закачивать несколько (до 7) различающихся по цвету трассеров, это позволяет расширить масштаб возможностей метода, а также экономить время и средства. В качестве примера можно привести компанию ОАО «СК Черногорнефтеотдача», которая занимается проведением трассерных исследований при решении поставленных заказчиком задач. Такие исследования были проведены, (до и после геолого-технических мероприятий), на Самотлорском месторождении, которые показали, что прерогативное движение трассера напрямую сопряжено с дизъюнктивными нарушениями, тем самым, было уточнено геологическое строение в данном районе. Специалисты компании пришли к выводу, что создание избыточных перепадов давления при разработке залежей, а также наличие и формирование глубоки депрессий приводит к размыву слабосцементированных и рыхлых пород, и выносу их из пласта, что приводит к значительному росту объема каналов с низким фильтрационным сопротивлением [3].

Дальнейшее усовершенствование методики проведения трассерных исследований приведет к их широкому распространению, что позволит наиболее эффективно проводить поисковые и разведочные работы и регулировать процесс разработки нефтяных месторождений.

Литература

1. Данилова Е.А., Чернокожев Д.А. Применение компьютерной технологии экспресс-анализа и интерпретации результатов трассерных исследований для определения качества выработки нефтяных пластов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.ogbus.ru/authors/Danilova/Danilova_1.pdf, свободный.
2. Методическое руководство по приемке, анализу и систематизации результатов трассерных исследований в организациях Группы «ЛУКОЙЛ». Редакция 1.0 – М., ОАО «ЛУКОЙЛ», 2012г.
3. Совершенствование технологии индикаторных исследований для оценки фильтрационной неоднородности межскважинного пространства нефтяных пластов: диссертация / Д.А. Чернокожев. – Дубна, 2008. – 29 с.
4. Технологии разработки многопластовых месторождений с разрывными нарушениями: монография /Н.Р. Кривова. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. – 96 с.

СОВРЕМЕННЫЙ ПОДХОД К ПРОВЕДЕНИЮ ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Т.В. Бондаренко

Научный руководитель - старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Основной целью недропользователей является повышение точности выработки нефтяных пластов и увеличение количества извлекаемой продукции. Из-за широкоиспользуемой технологии заводнения подвергается нарушению гидрогеологическое состояние пласта, образуются каналы с аномально низким фильтрационным сопротивлением, что является причиной неполной выработки объекта разработки. Преодолеть сложившиеся трудности можно посредством получения и интерпретации точной информации о перемещении пластовых флюидов во времени и пространстве, о состоянии гидродинамических связей, информации о скоростях и направлении движения пластовой жидкости. Решение данной проблемы осуществляется с помощью трассерных методов.

Результаты проведенных исследований позволяют провести анализ данных скоростей движения и выноса трассера из добывающих скважин, оценить гидродинамическую связь между нагнетательными и добывающими скважинами, построение и анализ карт распределения и путей перемещения индикатора к добывающим скважинам и карт воздействия нагнетательных скважин на добывающие [3].

Проведение трассерных исследований делится на несколько этапов [5]:

1. Сбор и анализ информации объекта, подбор контрольных нагнетательных и добывающих скважин;
2. Подготовка к промысловой части. Выбор трассера, обоснование объемов закачки и периодичности отбора проб. Закачка трассера;
3. Отбор проб жидкости с дальнейшими лабораторными исследованиями. Интерпретация полученных результатов.

На первом этапе анализируется весь фонд скважин потенциального исследуемого объекта, заодно рассматривается информация о бурении скважин, о случившихся аварийных ситуациях при их сооружении, данные об осуществлении капитального ремонта скважин, материалы геофизических исследований скважин за весь период их эксплуатации. При недостатке сведений о текущем состоянии дополнительно проводят геофизические исследования. Контрольные скважины должны обладать хорошим контактом с пластом, целесообразно наличие вскрытия всех проницаемых надпродуктивных пропластков. В результате подбираются одна или несколько скважин, по которым будут вестись замеры. Составляется заключение о текущем состоянии этих скважин, намечается порядок проведения работ по исследованию [5].

Второй этап работ определяется подбором индикатора для использования его в качестве трассера, а также обоснование объема закачиваемого индикатора и периодичности отбора проб жидкости после чего трассеры закачиваются в выбранные нагнетательные скважины. Для этого необходимо брать в расчет специфические условия проведения работ. При движении индикатора его начальная концентрация разбавляется, контактируя с пластовой жидкостью и с большой площадью поверхности горных пород, содержащих большое число сильных сорбентов, солей, а также веществ, способных реагировать с трассерами [1].

Продолжительность исследований выбирается равной времени поступления трассера в пласт с концентрацией, равной половине максимальной концентрации после его прохождения. Полученный промежуток времени является минимальным для получения оценки фильтрационных параметров пласта. Для большей точности данных данный промежуток увеличивают на 30-40 % для учета степени неоднородности исследуемого объекта разработки. Если необходимо лишь определение гидродинамической связи между скважинами, то рассчитанное время может быть сокращено вдвое [3].

Частота отбора проб зависит от решаемой задачи. Если необходимо только определение гидродинамических связей, то ставится задача «не пропустить» трассер. Если же нужно определить значения фильтрационных параметров пласта, то частота отбора проб резко увеличивается, так как помимо определения появления трассера, необходимо отследить особенности кривой «Концентрация трассера – Время».

После всех проведенных процедур подобранные трассеры закачиваются в выбранные нагнетательные скважины для дальнейшего отбора проб и интерпретации полученных результатов.

Третий этап заключается в периодичном отборе проб жидкости для нахождения трассера и интерпретации данных на основе извлеченных проб [5].

Основой для использования полученных во время исследований результатов является анализ основных параметров трассирования фильтрационных потоков: объем, проницаемость и производительность каналов тока, а также активность трассируемых фильтрационных зон пласта – доля воды, перемещающаяся по каналам от общего объема воды, добываемой скважиной [2].

Масштаб изменения первых трех параметров говорит о неоднородности исследуемой части пласта между нагнетательной и распределенной добывающей скважинами. Суммы значений объемов и производительностей каналов, а также распределение спектров их проницаемости по отдельным добывающим скважинам описывает изменение фильтрационно-емкостной неоднородности по площади пласта между скважинами.

Проницаемость фильтрационных каналов является показателем фильтрационной неоднородности трассируемых зон пласта. На основе полученных значений по каждой скважине определяется спектр изменения проницаемости линий тока, также строится график проницаемостей, отражающий доли вынесенного трассера по каждому фильтрационному каналу.

Объем фильтрационных каналов относят к емкостному параметру трассируемых зон пласта как по отдельной скважине, так и по всему участку исследований. Различия в полученных данных говорят о наличии и характеристике емкостной неоднородности по различным векторам от нагнетательной скважины.

Производительность фильтрационных каналов представляет собой объемы воды, перемещаемые по линиям тока в единицу времени. Отличные значения этого показателя говорят о прерывистости перемещения воды по трассируемым участкам пласта по разным сторонам от нагнетательных скважин как для отдельной добывающей скважины, так и для всего участка в целом.

Активность трассируемых фильтрационных зон пласта, то есть доля воды, поступающей по трассируемым каналам, от объема воды в скважине является основным базовым параметром, который показывает степень влияния трассируемых частей пласта на обводнение добывающих скважин.

Выделяют следующие характеристики активности трассируемых зон пласта и диапазоны изменения значений [2]:

- до 1 % – отсутствие влияния или малая активность трассируемых зон пласта;
- от 1 до 5 % – незначительная активность и влияние на обводнение скважин;
- от 5 до 20 % – значительная активность и влияние на обводнение скважин;
- более 20 % – сильная активность и влияние на обводнение скважин.

В случае значительного влияния трассируемых зон пласта на обводненность скважинной продукции необходимо обеспечить наблюдение за их развитием в процессе разработки. При увеличении значения обводненности требуется повторное проведение трассерных исследований, чтобы убедиться в необходимости проведении мер по ограничению водопритоков и совершенствованию системы разработки.

Современное положение проведения трассерных исследований характеризуется возможностью одновременной закачки нескольких трассеров, имеющих различные цвета флуоресценции, в разные пласты, что позволяет создать более подробную картину о передвижении жидкости по фильтрационным потокам, что дает возможность эффективно подбирать геолого-технические мероприятия и производить контроль за разработкой нефтяных месторождений. Пример такой схемы представлен на рисунке.

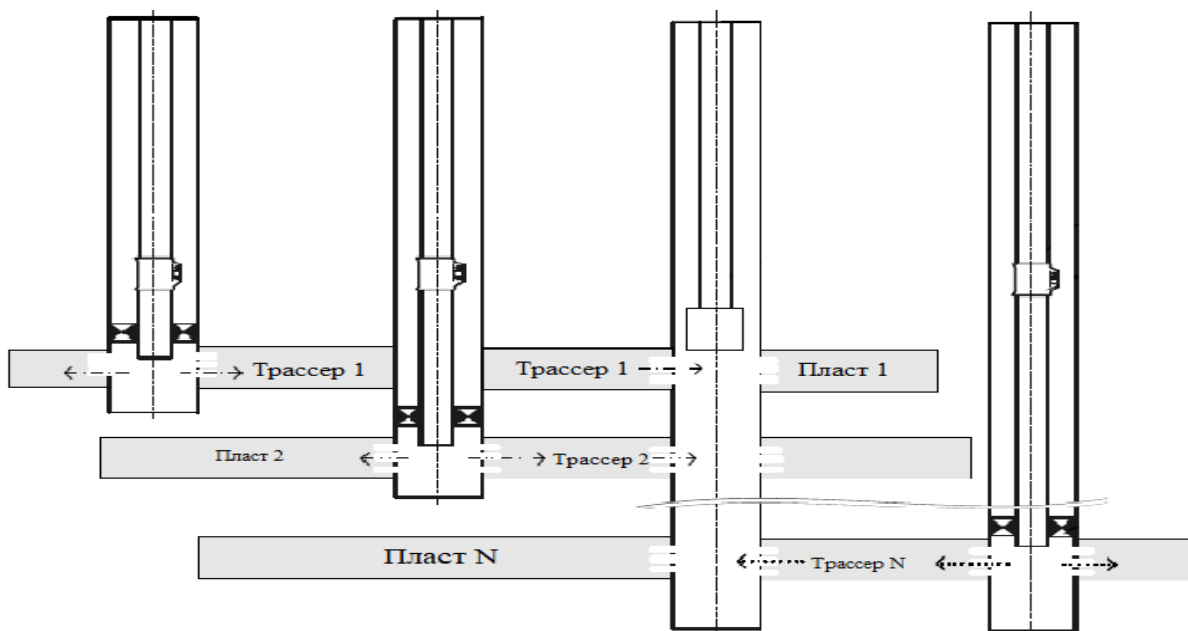


Рис. Одновременное нагнетание нескольких трассирующих агентов [4]

Подход к проведению трассерных исследований во многом определяет дальнейший процесс разработки месторождения, возможность доизвлечь нефть из участков, не охваченных разработкой, скорректировать систему заводнения, принять меры по снижению обводненности скважинной продукции. Поэтому необходимо на основе производственного опыта и развития научно-технического прогресса совершенствовать методику проведения трассерных исследований для эффективной разработки нефтяных месторождений.

Литература

1. Данилова Е.А., Чернокожев Д.А. Применение компьютерной технологии экспресс-анализа и интерпретации результатов трассерных исследований для определения качества выработки нефтяных пластов. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.ogbus.ru/authors/Danilova/Danilova_1.pdf, свободный.
2. Методическое руководство по приемке, анализу и систематизации результатов трассерных исследований в организациях Группы «ЛУКОЙЛ». Редакция 1.0 – М., ОАО «ЛУКОЙЛ», 2012г.
3. Совершенствование технологии индикаторных исследований для оценки фильтрационной неоднородности межскважинного пространства нефтяных пластов: диссертация / Д. А. Чернокожев. – Дубна, 2008. – 29 с.
4. Технологии разработки многопластовых месторождений с разрывными нарушениями: монография /Н.Р. Кривова. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. – 96 с.
5. Технология диагностики герметичности заколонной крепи скважин на месторождениях и подземных хранилищах газа / С. Б. Бекетов. – Ставрополь, 2003. – С. 38–42.

ПРИМЕНЕНИЕ ДЕСЕНДЕРОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ОСЛОЖНЕННЫМИ УСЛОВИЯМИ

Ю.А. Борисевич

Научный руководитель - доцент М.В. Мищенко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ситуация на российском нефтяном рынке, на сегодняшний день такова, что доля месторождений с трудноизвлекаемыми запасами возрастает. Процесс добычи углеводородов сложен и имеет свои особенности на каждом разрабатываемом месторождении, которые обусловлены осложняющими процессами, такими как солеотложение, выпадение асфальтосмолистопарафиновых отложений (АСПО), механические примеси и т.д. На исследуемом месторождении наибольшее количество аварийных ситуаций приходится на механические примеси. Использование современных методов борьбы с осложненными условиями позволяет в значительной степени добиться повышения долговечности оборудования и снизить затраты на его ремонт (рис.).

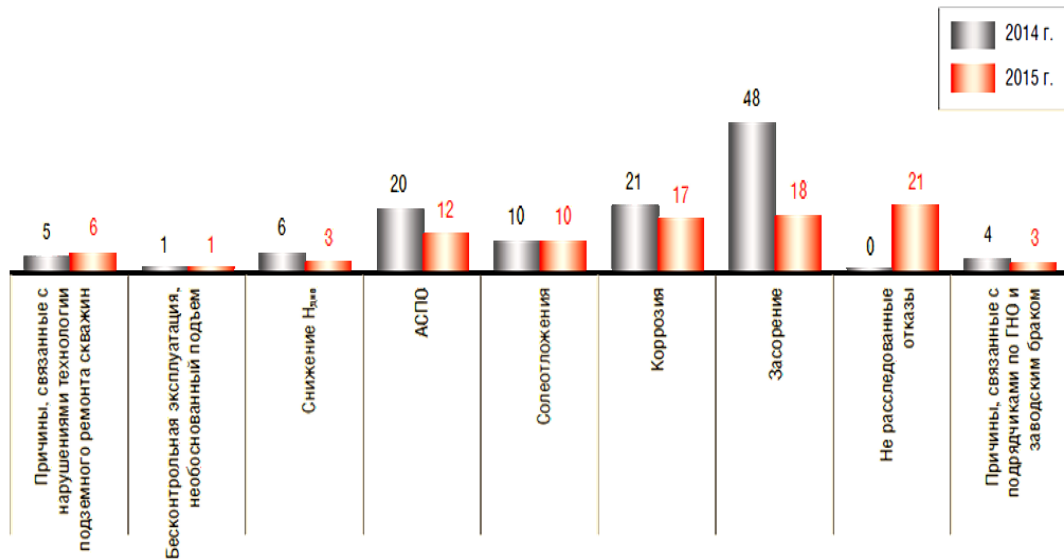


Рис. Динамика причин отказов УЭЦН фонда скважин компании «Х»

Количество взвешенных частиц (КВЧ) в добываемой продукции имеет индивидуальный характер и изменяется на различных месторождениях. Природа происхождения механических примесей различна, это могут быть и геологические особенности пласта (частицы горных пород), продукты вторичного минерало- или солеобразования, а возможно и твердые частицы, привнесенные с дневной поверхности.

Механические примеси оказывают большое негативное воздействие на различные узлы глубинного насосного оборудования (ГНО). Например, износ рабочих ступеней электроцентробежного насоса и как следствие перегреву и повышенному крутящему моменту на валах установки (тугое вращение) или полному заклиниванию установки электроцентробежного насоса УЭЦН и т.п. [5]

В настоящее время остро стоит вопрос о том, что текущее определение показателя количества взвешенных частиц, указанное в технических характеристиках насосов и в технических требованиях нефтяных компаний, не в полной мере отражает процессы, происходящие в погружной установке. Объем взвешенных частиц влияет на работу различных частей ГНО, при условии, что механические примеси – это не кварц, а фракция с твердостью менее 7 пунктов по шкале Мооса. Как раз показатель КВЧ характеризует этот аспект.

В данный момент отсутствует единая универсальная методика определения параметра абразивности. Не вызывает сомнений тот факт, что необходимо учитывать количество абразивных частиц и их концентрацию. Ведь в жидкости может присутствовать 10 мг кварца, износ деталей и узлов УЭЦН от которых будет более значительным, нежели если в жидкости будет присутствовать порядка 500 мг/литр механических примесей, но с твердостью 3, и износ будет минимальным. Важно учитывать этот аспект при выборе методов уменьшения их влияния.

Для борьбы с мехпримесями используют различные приспособления: входные фильтры, шламоуловители и др. [2, 4]. С достаточной эффективностью можно использовать и дооборудование, например, такое как сепараторы механических примесей (десендеры). Существуют десендеры гравитационного, инерционного и гидроциклонного типов.

Фильтр скважинный дисковый (ФСД) – устройство нового типа: задержание механических частиц в нем происходит во всем объеме сетчатых дисков, а не только на поверхности фильтра (как у шелевых фильтров). ФСД состоит из перфорированной трубы и проницаемой цилиндрической насадки, составленной из концентрично установленных на трубе дисков из металлической сетки и обладающей высокой удельной площадью фильтрации [1, 3].

Техническая эффективность десендеров УСПШ.01 производства ООО «Нефтеспецтехника» г. Тюмень всех типоразмеров по сепарации песка подтверждена в результате гидродинамических испытаний на испытательном

сертифицированном стенде гидродинамической лаборатории РНГУ им. Губкина. В области оптимального диапазона дебитов каждый типоразмер имеет коэффициент сепарации песка размерностью фракций менее 0,1 мм не ниже 90 %. По результатам рейтинговых испытаний, проведенных лабораторией в 2014-2015гг. установки УСПШ.01 признаны лучшими среди отечественных и зарубежных аналогов [6].

Только комплексный подход к решению проблемы выноса механических примесей позволит эффективно бороться с ней, позволяя тем самым добиться повышения долговечности оборудования и снизить затраты на его ремонт.

Литература

1. Компания «Новомет» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.novometgroup.com/rus/products-and-services/artificial-lift/solids-management/downhole-disk-filter/>.
2. Коротков Ю.Г. Защита глубинно-насосного оборудования в условиях, осложненных интенсивным выносом механических примесей // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2018. – № 1. – С. 414–417.
3. Лазарев А.Б. Обзор существующих методов борьбы с мехпримесями. – Инженерная практика. – 2010. – № 2.
4. Островский В.Г., Пещеренко С.Н., Перельман М.О. Центробежный сепаратор механических примесей. – Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 3.
5. Шагалеев Р.К., Гуртов Ю.А. О влиянии выноса проппанта на МГР и продуктивность скважин южно-приобского месторождения после ГРП // Нефтяная провинция. – Бугульма, 2015. – № 1. – С. 123–136.
6. Ялалов А.А. Методы борьбы с механическими примесями // Наука и современность. – 2017. Сборник материалов LII Международной научно-практической конференции. – Тюмень, 2017. – С. 139–144.

ИСТОРИЯ ПРИМЕНЕНИЯ ИНГИБИТОРОВ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ВНУТРИСКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

П.С. Бочкарев¹

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*

Слово «ингибитор» произошло от латинского слова *inhibere* – «задерживать» и является обобщённым названием групп веществ, которые препятствуют естественным физико-химическим процессам в природе. Обратным процессом ингибирования является каталитическая реакция.

В настоящее время ингибиторы используются в металлургии, медицине, химии, пищевой, нефтяной промышленности и т.д.

В нефтяной отрасли широко применяются ингибиторы солеотложений, коррозии, парафиноотложений, гидратообразования для защиты нефтепромыслового оборудования.

Первое применение ингибитора, направленного на защиту нефтепромыслового оборудования от кислотной коррозии, задокументировано в США в начале XIX века. *Gypsy Oil Company*, дочерняя компания *Gulf Oil Company*, использовала HCl для удаления известковых отложений в трубах и на оборудовании в скважинах Оклахомы. Рекомендации по обработке этих скважин были предоставлены доктором Блейном Весткоттом из Института Меллона по запросу *Gypsy Oil*. Его рекомендации включали использование реагента «Родин №2» (*Rodine №2*), ингибитора коррозии, используемого при кислотном травлении на сталелитейных заводах.

Заявка на патент об использовании ингибитора коррозии как сопутствующего реагента при интенсификации притока не была подана. По-видимому, это было связано с тем, что ингибирование жидкости считалось уже известным методом защиты оборудования, применяемым в металлургической промышленности.

Благодаря работе доктора Сильвии Штоссер, первой женщины-исследователя из *Dow Chemical Company*, были сделаны новые шаги в области защиты внутрискважинного оборудования от кислотной коррозии. Штоссер присоединилась к *Dow Chemical* в 1929 году, и ее первый крупный успех пришел через несколько лет в результате совместных работ с Джоном Гребом, директором физической лаборатории, по разработке ингибитора коррозии в качестве сопутствующего реагента при соляно-кислотной обработке нефтяных скважин.

С возрастающим спросом на применение кислотных обработок появилась необходимость внедрения новых и более эффективных ингибиторов. Первоначально в качестве ингибиторов использовались соли мышьяка и меди. Штоссер направила вектор своих исследований на изучение органических соединений, чтобы разработать вещество, которое будет образовывать органическую пленку на поверхности металлической трубы, тем самым защищая ее от контакта с агрессивной кислотой.

11 февраля 1932 года нефтяная компания *Pure Oil* совместно с компанией *Dow Chemical* провела кислотную обработку скважины соляной кислотой с применением ингибитора коррозии на скважине № 6, кустовая площадка 13, город Чиппева, округ Изабелла, штат Мичиган. К соляной кислоте объемом 500 галлонов (1892,7 л) было добавлено 2 галлона (7,6 л) ингибитора мышьяковой кислоты по предложению Джона Гребга, главы лаборатории физических исследований *Dow Chemical*, для уменьшения коррозии труб. На скважине, которая до обработки не давала продукцию, впоследствии добывалось до 16 баррелей (2544 л) нефти в сутки.

Обе компании смогли продолжить сотрудничество и провести обработку на большем количестве нефтяных скважин, теперь с более эффективным ингибитором коррозии, разработанным Штоссер. В результате этих

впечатляющих успехов использования ингибитора коррозии, интерес к этому направлению резко возрос и быстро распространился.

Стоит отметить, что ингибитор коррозии применялся с соляной кислотой только на карбонатных пластах до 1960-х годов, исходя из реакционной способности карбонатных коллекторов и соляной кислоты [1].

Современные ингибиторы коррозии для нефтегазодобывающей промышленности представляют собой раствор одного или нескольких органических соединений, обладающих высокими ингибирующими свойствами (так называемые активные основы), в углеводородном или водно-спиртовом растворителе. В качестве активных основ используют имидазолины, первичные амины, диамины, амидоамины, димеризованные амидоамины, четвертичные аммониевые основания, оксиэтилированные первичные амины, алкилпиридины, жирные кислоты, фосфатированные сложные эфиры этилового спирта и др. Активной основы в товарных формах ингибиторов коррозии может быть до 60% масс. (обычно 10–30% масс.).

Кроме активной основы и растворителя, ингибиторы могут содержать различные добавки, обеспечивающие доведение физико-химических свойств продукта до заданных значений. Добавками регулируют pH, плотность, вязкость, диспергируемость в воду и др.

Ингибиторами солеотложений называются химические вещества и их смеси, которые при добавлении их к пересыщенным водным растворам минеральных солей в соответствующей концентрации предотвращают или значительно снижают выделение из растворов осадков малорастворимых солей.

Первые упоминания об использовании ингибиторов солеотложений для защиты внутрискважинного оборудования датированы 60-ми годами XX века. В конце 1960-х годов Монсанто и Файзер разработали первые органические ингибиторы солеотложений.

Первоначально эти разработки были ограничены несколькими органическими фосфонатами и полиакриловой кислотой. Современное поколение ингибиторов солеотложений включает множество различных фосфонатов и полимеров, которые используются по отдельности или в комбинации [2].

С 1970 до середины 1980-х годов единственным широкодоступным на рынке ингибитором солеотложений был гексаметафосфат натрия ($\text{Na}_6\text{P}_6\text{O}_{18}$). Данный реагент в основном использовался для борьбы с сульфатными отложениями, к недостаткам $\text{Na}_6\text{P}_6\text{O}_{18}$ относили недостаточную эффективность против отложений карбоната кальция. Его растворы были нестабильны, в конечном итоге восстанавливались до ортофосфата. Ортофосфат не только не обладает свойствами ингибирования солеотложений, но также может осаждаться вместе с кальцием с образованием нерастворимого осадка – фосфата кальция.

Применение методов предупреждения любых осложнений в скважине является наиболее рациональным решением, так как ликвидация последствий, связанная с их появлением, влечет за собой значительные технологические и экономические потери.

Литература

1. Kalfayan L., Production Enhancement with Acid Stimulation, 2nd ed., Tulsa, OK: PennWell Corporation. – 2008.
2. Scale Inhibitors [Электронный ресурс]. – Avista Technologies Режим доступа: https://www.avistatech.com/wp-content/uploads/Avista-TB-Scale-Inhibitors-RO_NF_Final.pdf. – Дата обращения 30.11.2019 г.

АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА ФЛЮИДА В УСЛОВИЯХ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ

М.Р. Брыксин

Научный руководитель - доцент Ю.Н. Орлова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Актуальность.

Нефтегазовая промышленность является ключевой для экономики Российской Федерации. Россия является одной из стран лидеров в добыче и транспортировке углеводородного сырья. У нашей страны имеется огромное количество запасов как газа, так и нефти, которые еще не включались в разработку.

Однако все эти запасы в большинстве случаев представляют из себя трудноизвлекаемые запасы. Век легко извлекаемых запасов углеводородов заканчивается.

Для увеличения эффективности добычи углеводородов на месторождениях, которые находятся на завершающем этапе жизненного цикла, а также для разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов, необходимо заниматься исследованием, созданием и модернизацией методов интенсификации притока флюида к скважине.

Отсюда можно сделать вывод, что тема изучения и совершенствования методов интенсификации притока флюидов к скважине является крайне актуальной в настоящее время.

Одной из самых перспективных для разработки по суммарным масштабам генерации нефти является баженовская свита. По оценкам ее запасы нефти составляют 5700 млрд. т [7]. Оценка других углеводородных сланцевых материнских формаций России представлена в таблице 1.

Таблица 1

Оценка ресурсов углеводородных сланцевых материнских формаций России [1]

| Формация, провинция | Остаточное количество нефти в формации, млрд т | Технически извлекаемые ресурсы | | Возможные нефть и газ нефтегазовой системы | |
|----------------------------|--|--------------------------------|---------------------------|--|---------------------------|
| | | нефти, млрд т | газа, трлн м ³ | нефти, млрд т | газа, трлн м ³ |
| Доманиковская формация: | | | | | |
| Тимано-Печорская провинция | 166,5 | 5,3 | 4,6 | 2,03 | 1,67 |
| Волго-Уральская провинция | 758 | 6,5 | 3,5 | 3,25 | 2,35 |
| Куонамская провинция | 250 | 1,7 | 11,2 | - | - |
| Баженовская формация | 1700 | 26,45 | 9,38 | 15,7 | 4,7 |
| Хадумская/Майкопская свита | 197 | - | - | 4,5 | 5,9 |

Всего по основным углеводородосодержащим сланцевым формациям оценка технически извлекаемой части составила 40 млрд т нефти и 28,9 трлн м³ газа.

Стоит добавить, что в настоящее время, современное развитие технологий пока еще не позволяет выполнять разработку данных трудноизвлекаемых запасов углеводородов с высокой рентабельностью.

Одни из отличительных черт месторождений с ТРИЗ углеводородов – сложное геологическое строение, плохие фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов и характеристики флюидов [9].

На данный момент, подавляющая часть нефти в России добывается с помощью применения одного из вариантов метода заводнения пласта [9]. Это позволяет существенно прирастить коэффициент извлечения нефти и темпы отбора запасов углеводородного сырья в целом. Однако для трудноизвлекаемых запасов метод заводнения малоэффективен.

В качестве примера, подтверждающего правильность этого высказывания, можно привести ситуацию с разработкой башкирской залежи Аканского месторождения, с сложным геологическим строением, которая содержит высоковязкие нефти. Уже в процессе разработки была понятна малоэффективность обычного заводнения. Поэтому разрабатывались специальные новые подходы для увеличения нефтеотдачи, однако они оказались также малоэффективны [10].

Все виды воздействий на призабойную зону пласта можно разделить на следующие группы: физико-химические, механические, тепловые, волновые и комплексные.

Физико-химические методы применяют для растворения загрязнений ПЗП, снижения фазовой проницаемости породы для воды (закачка кислот, ПАВ, растворителей и др.).

Кроме того, применительно к ТРИЗ, физико-химические методы способствуют растворению АСПО, уменьшению набухаемости глин и т.д.

Механические методы воздействия эффективны в твердых породах, когда создание дополнительных трещин или расширение существующих в призабойной зоне пласта (ПЗП) позволяет приобщить к процессу фильтрации новые удаленные и малопроницаемые части пласта [5]. К этому виду обработок относятся все виды повторной перфорации, гидравлический разрыв пласта (ГРП), имплюзионные методы очистки забоя и ПЗП скважин.

В настоящее время наиболее передовой технологией механических методов воздействия на ПЗС является многостадийный гидроразрыв пласта, которая наиболее эффективна для горизонтальных скважин [6]. МГРП, в отличие от одностадийного ГРП, позволяет сократить время и, одновременно, увеличить площадь воздействия на пласт при проведении одной операции.

Для месторождений, содержащих тяжелые парафинистые и смолистые нефти, можно применять тепловые методы, чтобы повысить эффективность их эксплуатации: обработка скважины нагретой нефтью, водой, с поверхностно-активными веществами, или паром.

В качестве методов волновой обработки ПЗС наиболее часто используются: импульсный метод с применением гидромониторов и пульсаторов, методы циклического воздействия с применением струйных насосов, либо устройств для гидравлического и гидрокислотного удара.

Методы обработки волнами можно считать перспективными для районов с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов, в частности с высоковязкими нефтями, поскольку они помогают увеличить приток высоковязких нефтей [3].

Одним из самых перспективных направлений увеличения интенсификации притока является разработка комплексных методов и технологий, объединяющих комплекс работ, при этом все работы должны проводиться при одном спуске компоновки, что позволяет почти в три раза уменьшить время проведения обработки ПЗС [3, 4].

Для анализа комплексных методов были рассмотрены работы Гайдамакиной В.Н. и Андреева В.Е [8] [2].

Таким образом, на основании анализа представленных методов была составлена сводная таблица с достоинствами и недостатками этих методов.

Таблица 2

Распределение методов интенсификации добычи нефти [3]

| | Физико-химические | Механические | Тепловые | Физические | Комплексные |
|-------------|--|--|---|--|--|
| Достоинства | Увеличение проницаемости системы и дебита скважины, растворение АСПО, уменьшение набухаемости глин и т.д. | Создание дополнительных трещин или расширение существующих в (ПЗП), что позволяет приобщить к процессу фильтрации новые удаленные и малопроницаемые части пласта | Повышение эффективности эксплуатации месторождений, содержащих тяжелые парафинистые и смолистые нефти | Увеличение притока горизонтальной скважины, причем чем выше частота колебаний и мощность воздействия, тем эффект повышения дебита больше, эффективны для высоковязких нефтей | Очистка ПЗП от различных продуктов кольматации, создание новых микротрещин и разрывов, вызов притока нефти, предупреждение коррозии, отложений и образований любых видов засоренности на стенках колонн, существенное снижение адгезионных свойств колонн и улучшение реологических характеристик вязких и особо вязких нефтей, а также составление основы чистой, безреагентной и энергосберегающей технологии добычи нефти |
| Недостатки | Экономическая составляющая возможно образование осадков при контакте с флюидами, влияние на оборудование скважин | Комплекс задач проектирования технологии гидроразрыва наиболее обширен и полностью не решен | Применимы на глубине до 1500 метров, экономическая составляющая | вероятность возникновения новых контактов в результате пробоя адсорбционного слоя | зачастую экономическая составляющая |

Каждый отдельный метод интенсификации притока направлен преимущественно на борьбу с каким-либо одним-двумя негативными факторами (реже суммой), препятствующим стабильной высокой добыче флюида. А комплексные технологии интенсификации притока позволят одновременно учитывать и справляться с целой группой негативных факторов, которых в современное время трудноизвлекаемых запасов углеводородов достаточно.

Также при использовании разных комбинаций отдельных методов можно получить совершенно различные новые полезные эффекты интенсификации притока флюида.

Новые системы (комплексные методы интенсификации) приобретают новые свойства, которых не было у составляющих ее компонентов, что, в свою очередь, может открыть новые горизонты для развития разработки месторождений.

Литература

1. Аверьянова О.Ю. Нефтегазовые системы сланцевых материнских формаций: дис. ...к.г.-м.н. – СПб., 2015. – 225 с.
2. Андреев В.Е., Паламарчук Ю.Г., Самородов А.А., Подъяпольский А.И. Комплексный биоэлектрохимический метод интенсификации добычи нефти поздней стадии разработки месторождений // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – М: Уфимский государственный нефтяной технический университет (Уфа). – 2007. – №2(68). – с.5–10.
3. Апасов Г.Т. Виброволновой метод интенсификации добычи нефти и ограничения водопритокров // Сб. науч.-техн. инновационного форума «НЕФТЬГАЗТЭК» Тюмень, – 2014. – № 5. – С. 19–22.

4. Апасов, Г.Т. Применение комплексного метода для восстановления продуктивности скважин: Материалы VIII науч.-техн. конф. «Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (опыт, инновации) / Г.Т. Апасов, Т.К. Апасов, Г.А. Дунамалян. Тюмень, 2014. – Том 1 – С. 276–281.
5. Апасов Т.К. Методы интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи для месторождений Западной Сибири/Тюмень, 2015 г. – 186 с.
6. Ахметов А.А. Эффективность применения многостадийного гидравлического разрыва пласта // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2019: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. 2019. – М: Уфимский государственный нефтяной технический университет (Уфа). – 2019. – с.19–21.
7. Баженова Т.К. Битуминовые толщи России и оценка ресурсов углеводородов // Трудноизвлекаемые запасы и нетрадиционные источники углеводородного сырья. Проблемы, перспективы, прогнозы: сб. докл. Международной конф. (г. Санкт-Петербург, 6 – 10 июля 2015 г.). – СПб.: ФГУП «ВНИГРИ», 2015.
8. Гайдамакина В.Н. Комплексный метод интенсификации притока нефти // Научный форум. Сибирь. – М: М-центр (Тюмень). – 2018. – №1. – т.4 – с. 13–14.
9. Дубинский Г.С. Геологические особенности залежей с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов и их влияние на выбор технологии освоения запасов // Геология. Известия отделения наук о земле и природных ресурсов академии наук Республики Башкортостан. – Уфа: Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт геологии Уфимского научного центра Российской академии наук, № 21. – 2015. – с.70–74.
10. Муслимов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности. Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2005. – С. 689.

ВНЕДРЕНИЕ ИНГИБИТОРА АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НОВОГО СОСТАВА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «Х»

В.А. Бутошина¹, А.В. Сидоренко³, К.Г. Федюшкин²

Научный руководитель - доцент М.В. Мищенко

¹ООО «Альтаир», г. Томск, Россия,

²АО «Томскнефть» ВНК, г. Томск, Россия

³Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Статистические данные аварийных ситуаций, возникающих на нефтяных промыслах, свидетельствуют о том, что в тройку наиболее часто встречающихся причин отказа оборудования, являются асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО), механические примеси и солеотложения. Основная причина аварийных ситуаций на месторождении «Х» в насосно-компрессорных трубах, в затрубном пространстве и в транспортировочных линиях, вызвана АСПО. Своевременные и технологически правильные мероприятия по борьбе и предотвращению образования АСПО, позволят увеличить межремонтный период, что положительно отразится на себестоимости продукции [1, 4, 6].

К выбору метода борьбы с АСПО стоит подходить индивидуально, учитывая особенности состава нефти каждого конкретного месторождения. Данные особенности выражаются в изменении компонентного состава нефти и их процентного содержания от месторождения к месторождению, и зависит от группового углеводородного состава нефтей (парафины (П), смолы (С), асфальтены (А)). Анализ группового углеводородного состава нефтей показал зависимость одной группы компонентов от другой, чем больше одних, тем меньше других. Данная особенность обуславливается зависимостью от взаимного воздействия парафинов, смол и асфальтенов находящихся в нефти до момента их выделения в отложения [4, 5].

Так же исследования показали, что химические процессы, происходящие при кристаллизации парафинов в нефти, а также структура кристаллической решётки и температура насыщения нефти парафинами, сильно зависит от процентного содержания парафинов, асфальтенов и смол в исходной продукции [1, 3, 7].

В таблице 1 представлен групповой углеводородный состав нефти месторождения «Х».

Таблица 1

Групповой углеводородный состав нефти месторождения «Х»

| Групповой углеводородный состав | Содержание, % масс |
|---------------------------------|--------------------|
| Парафины (П) | 6,6 |
| Смолы (С) | 7,9 |
| Асфальтены (А) | 1,2 |

Полученные данные подтверждают то, что нефть месторождения «Х» является высокопарафинистой, а содержание асфальтенов ничтожно мало. При кристаллизации парафины формируют непрерывную сетку аналогично широкой ленте. В данном варианте адгезионные свойства парафина усиливаются в несколько раз, и его возможность «прилипать» к твёрдым поверхностям существенно ускоряется. Кроме того, из-за низкого содержания асфальтенов сокристаллизация парафиновых молекул с алкильными цепочками асфальтенов практически отсутствует, в результате чего образования точечной структуры, при которой парафин перераспределяется между множеством мелких центров и выделение парафинов на поверхности существенно уменьшается, а в некоторых случаях и вовсе не происходит [1]. Все это приводит к активному отложению парафинов на поверхности скважинного оборудования.

К химическим обработкам скважин разных месторождений необходимо подходить строго индивидуально. Нельзя полностью рассчитывать применения ингибитора «СНПХ-7821» на стороннем месторождении, поскольку стороннее месторождение и месторождение «Х» существенно различаются по составу. Данное заключение ведёт к необходимости создания нового ингибитора АСПО.

Ингибитор АСПО «СНПХ-7821» имеет следующий состав:

- гексан (50%);
- толуол (40%);
- этилбензол (8%);
- диэтилбензол (2%).

Создание нового ингибитора АСПО влечёт за собой подбор оптимального по свойствам и стоимости состава [2]. В лабораторных условиях в качестве ингибитора АСПО была опробована смесь состава:

- гексан (40%);
- толуол (60%).

Для дальнейшей оценки эффективности полученного ингибитора нового состава (далее – ИНС) были проведены аналогичные испытания. Результаты представлены в таблицах 2.

Таблица 2

Результаты испытания ингибитора нового состава на нефти месторождения «Х» (скв.175, 4-й куст)

| Наименование показателя | Нефть | Нефть + 1/2·рабочей дозировки | Нефть + рабочая дозировка | Нефть + 3/2·рабочей дозировки | Нефть + 2·рабочей дозировки |
|---|-------|-------------------------------|---------------------------|-------------------------------|-----------------------------|
| 1. Температура застывания, °С | -13 | -14 | -16 | -17 | -20 |
| 2. Вязкость, сСт | 7,8 | 7,8 | 7,6 | 7,5 | 7,2 |
| 3. Защитный эффект ингибирования парафиновых отложений, % | - | 52 | 68 | 70 | 76 |

Результаты испытаний наглядно представлены на графиках 1-3.

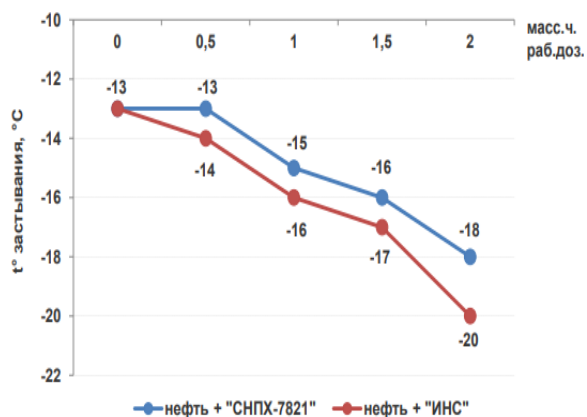


Рис.1 Зависимость t° застывания нефти от концентрации ингибитора (175-я скважина 4-го куста)

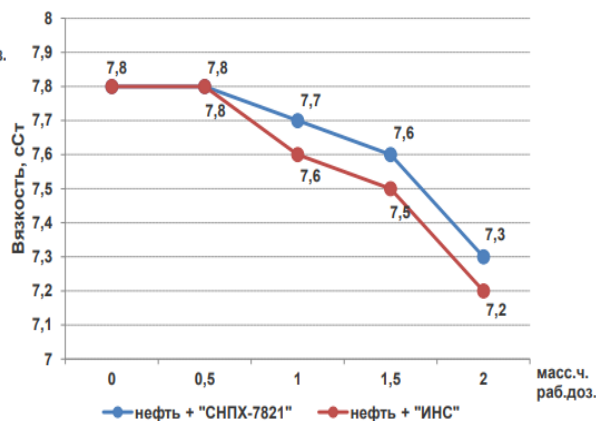


Рис.2 Зависимость вязкости нефти от концентрации ингибитора (175-я скважина 4-го куста)

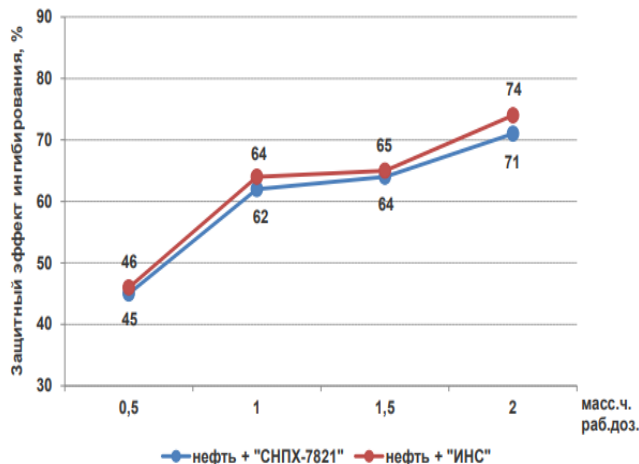


Рис.3 Зависимость защитного эффекта ингибирования от концентрации ингибитора (175-я скважина 4-го куста)

Выводы. В ходе выполнения данной работы изучены состав и свойства ингибитора АСПО «СНПХ-7821». На первоначальном этапе подбора оптимального состава ингибитора 40 % гексана и 60 % толуола – уже получены положительные результаты: показатели температуры застывания улучшились на 6,5 %, вязкости – на 2,7 %, защитного эффекта ингибирования на 2,4 %. На данный момент разработка нового состава ингибитора продолжается, создан план по подбору оптимального количественного и качественного соотношения компонентов ингибитора, планируется проведение лабораторных исследований и – в случае положительного эффекта – опытно-промышленные испытания на скважинах с малым дебитом.

Литература

1. Иванова Л.В., Буров Е.А., Кошелев В.Н. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения // Электронный научный журнал нефтегазовое дело – Уфа, 2011. – № 1 – С. 268–284.
2. Ингибитор парафинидагидратоотложений СНПХ-2821 по ТУ 2858-172-057470-2011.
3. Маркин А.Н., Низамов Р.Э., Суховерхов С.В. Нефтепромысловая химия: Практическое руководство. Владивосток: Дальнаука, 2011. – 288 с.
4. Рочева Е.В. Методы борьбы с осложнениями, связанными с АСПО // Новая наука: от идеи к результату – Уфа, 2017. – № 1–3. – С. 40–42
5. Трофимов А.С. Новая технология Majorpack для увеличения СНО НКТ на осложненном фонде скважин: Инженерная практика / Трофимов, А. С. – Москва, 2012. №1 – 74 с.
6. Экспериментальные методы исследования парафинистых нефтей / Под ред. К.Д. Ашмяна. – «ВНИИнефть», 2004. – 108 с.
7. 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.

ПОДГОТОВКА ГАЗА МЕТОДОМ АБСОРБЦИИ

Д.А. Бычков

Научный руководитель - доцент С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Целью данной работы является поиск новейших технологий физико-математического моделирования процесс абсорбционной осушки природного газа.

Природный газ, как он используется потребителями, сильно отличается от природного газа, который подается из-под земли до устья скважины. Хотя переработка природного газа во многих отношениях менее сложна, чем переработка и переработка сырой нефти, она в равной степени необходима и перед ее использованием конечными потребителями.

В простой компрессионной газоперерабатывающей установке сырой газ загружается в входной скруббер, откуда удаляются захваченные жидкости. Затем газ последовательно сжимается и охлаждается. При повышении давления и понижении температуры конденсат в газе конденсируется. Если в охладителях образуется жидкость, то газ может находиться в точке росы по отношению к воде или углеводородам. Это может привести к образованию ледяных газовых гидратов, которые могут вызвать трудности в работе установки и должны быть предотвращены от образования, чтобы избежать проблем при последующей транспортировке. Предотвращение гидратации достигается путем введения раствора гликоля в технологический поток для поглощения любой растворенной воды. Обезвоженный газ проходит через технологический поток, а раствор гликоля, содержащий поглощенную воду, нагревается для испарения воды и затем повторно используется.

Другой метод обезвоживания включает пропускание сырого газа через ряд колонн, заполненных твердым осушающим материалом. Конденсат, растворенный в газе, адсорбируется на осушителе, и сухой газ выходит для дальнейшей переработки. Метод абсорбции (GACR), используемый в нефтегазовой промышленности для газожидкостной межфазной области в реакторных системах, впервые адаптирован для измерения эффективной воздушно-водной межфазной области природных пористых сред. Эксперименты проводились с использованием метода GACR, а также двух стандартных методов (рентгеновской микротомографической визуализации и межфазного секционирования tracer tests) для сравнения, используя модельные стеклянные шарики и натуральный песок. Результаты серии экспериментов, проведенных в идентичных условиях, показали, что метод GACR обладает отличной повторяемостью для поддержания постоянной насыщенности водой и для измерения межфазной площади (AIA). Коэффициенты вариации для AIA составили 3,5% для стеклянных шариков и 11% для песка Плексиглас был использован для того чтобы изготовить тело намоченной колонны стены для того чтобы сделать процесс потока падающей пленки видимым. Длина и наружный диаметр трубки из нержавеющей стали составляли соответственно 3,15 дюйма и 11,15 дюйма. Он был установлен внутри концентрической стеклянной трубки диаметром 3/2 дюйма. Эта экспериментальная установка состоит из испытательной секции абсорбера, резервуара для хранения, расходомеров жидкости и газа, индикатора давления (PI) и регулятора температуры (TIC).

Система содержит газ, содержащий компонент, который может вступать в реакцию с реагентом, присутствующим в газосмешиваемой жидкости, причем жидкофазный реагент нерастворим в газе. Количество газовой составляющей, которая переходит в жидкость (поглощение), является функцией площади межфазной поверхности газ-жидкость, массообменных свойств и скорости реакции. Если скорость реакции достаточно высока, то газовая составляющая будет потребляться сразу же после переноса в жидкость (т. е. на жидкой стороне границы раздела газ-жидкость), без дополнительной реакции внутри объемной жидкости. При этом условии истощение

газовой составляющей из газовой фазы (и образование продукта реакции в растворе) пропорционально величине межфазной площади флюид-жидкость, что обеспечивает возможность определения последней. В данной работе будут оценены влияние технологических факторов на качество подготовки газа методом абсорбции и выявлены основные направления совершенствования абсорбционной технологии подготовки газа. Обращено внимание на проблемы в исследовании данной области, которые заключаются в сложности технологического процесса.

На любой установке комплексной подготовке газа после установки абсорбера, и подготовки технологической линии, проводятся гидродинамические испытания аппаратов с целью выбора оптимального технологического режима процесса осушки газа, который, в свою очередь, зависит от концентрации и вида абсорбента.

Физико-химическая абсорбция была широко исследована для улавливания CO₂ в системах IGCC. В процессе физического поглощения CO₂ удаляется путем растворения CO₂ в растворителе. Сегодня широко используются физические растворители, которые включают метанолосодержащие присадки, а также такие процессы как Rectisol и гликолевые растворители (диметиловый эфир полиэтиленгликоля), такие как процесс Selexol. Процесс растворения гликоля оценивается как лучший вариант с более низкой стоимостью для систем IGCC. Процесс получения жидкого метанола является сложным и требует охлаждения растворителей, что приводит к более высокой стоимости. Низкая рабочая температура процесса жидкого метанола приводит к более низкой скорости циркуляции растворителя и более низкой чистой потребляемой мощности по сравнению с процессом растворения гликоля. Синтезируемый газ из процесса WGS охлаждается и поступает на первую стадию процесса Selexol для удаления H₂S, а затем направляется на вторую стадию для удаления 95% CO₂ в синтезируемом газе. При использовании теоретического метода абсорбции охлажденного газа, извлечение пропана может достигать 90%, а около 40% этана может быть извлечено из потока природного газа. Извлечение с помощью производственного абсорбера, более тяжелых NGLs может быть близко к 100 процентам с помощью этого процесса.

Давайте более подробно опишем каждую из этих технологий. Сравнивая теоретический абсорбер с производственными видно, что теоретический абсорбер показывает более высокую степень осушки газа и меньшие потери ТЭГа с осушенным газом при данных технологических параметрах установки. Это связано с равновесными условиями процесса, которые реализуются при моделировании в программном комплексе HYSYS. В данном абсорбере мы видим равновесные потери гликоля с осушенным газом, которые неизбежны.

Это исследование было проведено для определения влияния возмущения в общем процессе, особенно состава CO₂, и подходящего регулятора, реагирующего на изменения поведения для оптимизации системы. Возмущение изменения шага, которое было введено в систему во время динамического моделирования, вызвало некоторые изменения в процессе поглощения. Таким образом, для сохранения эффективности процесса было установлено несколько контроллеров. Так как ранее, на Западно-Таркосалинском газовом промысле использовались тарельчатые абсорберы, то для сравнения результатов испытания одного из них был смоделирован теоретический абсорбер 2, с технологическими параметрами, приближенными к производственному тарельчатому. Теоретический тарельчатый абсорбер 2 позволяет осушить газ до температуры точки росы по воде минус 35,4°C. С производственным тарельчатым абсорбером достигается только минус 16,8°C. Потери гликоля в теоретическом абсорбере составляют 0,14 г/1000 м³, в производственном – 0,72 г/1000 м³. Моделирующую схему теоретического абсорбера следует воспринимать как технологическую модель тарельчатого абсорбера для Западно-Таркосалинского газового промысла. По ней мы можем судить об эффективности аппарата, увидеть возможную максимально низкую температуру точки росы осушенного газа и равновесные потери гликоля, которые неизбежны. Несмотря на то, что при использовании производственного тарельчатого абсорбера достигается нормативная температура точки росы, эффективность абсорбера ниже теоретически возможной, которая следует из результатов моделирования в программном комплексе HYSYS. Возможно, это и послужило к последующим модернизациям массообменной части абсорберов на Западно-Таркосалинском газовом промысле.

Был рассмотрен принцип расчета абсорбера. Выявлена проблема, которая заключается в том, что в России, по данным современных журналов, не встречаются публикации с более новыми методами подхода к расчету абсорбера. Однако это может говорить о том, что данная методика является одной из лучших на сегодняшний день.

Литература

1. Арнольд К., Стюарт М. Справочник по оборудованию для комплексно подготовки газа. Промысловая подготовка углеводородов / Перевод с английского. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2015. – 630 с.
2. Гриценко А.И., Истомин В.А. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России. – М.: Недра, 2017. – 450 с.
3. Елистратов М. В. Совершенствование методов расчета фазового равновесия в система «природный газ – гликоли – вода – метанол» для повышения эффективности гликолевой осушки природного газа. Автореферат диссертации канд. техн. наук. Москва, 2016. – 24 с.
4. Кидни А. Дж., Парриш У.Р., Маккартни Д. Основы переработки природного газа: пер. с англ. яз. 2-го изд. под ред. О.П. Лыкова, И.А. Голубевой. – СПб.: ЦОП «Профессия», 2018. – 664 с., ил.

АНАЛИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ, ВЛИЯЮЩИХ НА ПОЛИМЕРНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ

Д.А. Вендина

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

При разработке многопластовых месторождений не обеспечивается равномерное нефтевытеснение, в результате чего в малопроницаемых зонах остается нефть. Для уменьшения нефти в граничных слоях применяют реагенты, которые улучшают смачиваемость породы вытесняющей водой. Поэтому применение полимерного заводнения (ПЗ) является наиболее перспективным методом увеличения нефтеотдачи.

Полимерное заводнение – технология повышения нефтеотдачи путем увеличения коэффициента охвата пласта заводнением. Сущность данного метода заключается в том, что полимеры растворяют в воде, чтобы увеличить вязкость воды и снизить ее подвижность. Реагенты способны проникать вглубь пласта и создавать потокоотклоняющие экраны. Нефть, которая была удержана капиллярными силами или не была охвачена, остается в пласте. ПЗ способствует извлечению остаточной нефти. Полимерный раствор проникает в высокопроницаемые пропластки, в результате чего уменьшается динамическая неоднородность потоков жидкости, соответственно, увеличивается охват пласта заводнением.

В 1960-х годах в СССР изучали методы увеличения вытесняющей способности воды, которые заключались в добавлении различных химических реагентов для увеличения вытеснения нефти из малопроницаемых зон пласта. Биополимер «Продукт БП-92» в 1999 году был внедрен на Покамасовском месторождении. Было произведено 69 операций по закачке реагента в пласт. В пласт было закачено 50 тыс. м³ реактива [1]. Технологический эффект от применения данного полимера составил более 500 тонн дополнительно добытой нефти на 1 тонну реагента.

При неэффективном вытеснении происходит прорыв воды к добывающим скважинам, что способствует увеличению обводнения. В данном случае соотношение подвижностей нефти и воды неблагоприятное (коэффициент подвижности близок к 1), поэтому закачка полимера в пласт повысит коэффициент охвата. Причинами прорывов могут служить: зональная и слоистая неоднородности пласта, залегание подошвенных вод, наличие высокопроницаемых трещин или каналов (особенно характерно для трещиновато-пористого коллектора), а также негерметичность эксплуатационной колонны. Если пласт, даже при благоприятном отношении подвижности воды и нефти, имеет некоторую неоднородность, то в этом случае возможно извлечь нефть из низкопроницаемых пропластков [4].

При применении ПЗ происходит большее нефтевытеснение в сравнении с традиционным заводнением. ПЗ заключается в смешивании воды и полимера, и закачки данного раствора в пласт. Раствор необходимо закачивать до тех пор, пока полимер не заполнит $\frac{1}{3}$ – $\frac{1}{2}$ порового пространства коллектора. Обычно полимерные растворы представляют собой оторочку размером 40-50% от объема пор.

При выборе полимера необходимо рассмотреть геолого-физические условия (ГФУ) применения для ПЗ, чтобы применение ПЗ было более эффективным. Диапазон ГФУ в последнее время значительно расширился. Это связано с тем, что разработки в нефтехимии позволили адаптировать полимеры и сделать их более устойчивыми к температуре пласта, минерализации пластовой воды и коэффициенту сдвига. Также чтобы полимеры были более устойчивы к жестким средам добавляют специальные защитные добавки.

Новые исследования в области ПЗ, учитывая особенности закачки реагента в пласт, уменьшают риск разрушения полимера и повышают эффективность применения технологии. В настоящее время ПЗ осуществляется при больших значениях температур, минерализации и в пластах с тяжелой нефтью. В таблице представлены контрольные параметры полимерного заводнения.

Таблица

Параметры полимерного заводнения

| Характеристики коллектора | Текущий диапазон применения |
|------------------------------------|-----------------------------|
| Проницаемость, мкм ² | 0,01 – 10 |
| Температура, °С | 80 – 120 |
| Литологический состав | Песчаник |
| Вязкость нефти в пласте, Па·с | < 10 |
| Плотность нефти, кг/м ³ | > 965,9 |
| Минерализация, г/л | < 270 |
| Нефтенасыщенность, % | > 20 |

Важную роль при ПЗ играют проницаемость пласта, пластовая температура и минерализация воды. Учитывая тот факт, что в карбонатных коллекторах присутствуют такие ионы, как Ca²⁺ и Mg²⁺, в данных коллекторах происходит осаждение полимера солями кальция и магния. Что отрицательно сказывается на процессе заводнения.

Стабилизаторы позволяют полимеру сохранять устойчивость к высокой пластовой температуре, а также не дают полимеру осаждаться из раствора. Температурную обстановку в пласте можно отследить по геотермическому градиенту, т.е. прирост пластовой температуры на 1 м глубины), и геотермической ступени – величина, обратная геотермическому градиенту. В недрах существуют не только участки с нормальными значениями температур, также наблюдаются участки с аномальными температурами [2]. Величина геотермического градиента уменьшается в синклинальных зонах и возрастает в антиклинальных. Таким образом, синклинали являются зонами пониженной

температуры. Это объясняется тем, что в районах синклинальных впадин и прогибов преобладают глинистые породы, которые, в свою очередь, обладают меньшей теплопроводностью. Антиклинали – зоны повышенной температуры. Эти аномалии вызваны тем, что в пределах поднятий преобладает песчаный разрез, который обладает повышенной теплопроводностью. Повышенные температуры считаются температуры выше 95°C при градиенте выше 4°C/100м.

Давление для закачки полимерных растворов в пласт должно быть выше давления обычного заводнения. Соответственно, давление должно быть около 20 МПа. Такое давление необходимо, чтобы поддерживать пластовое давление из-за повышения вязкости вытесняющего агента, появления дополнительного сопротивления среды, а также из-за проявления кажущейся вязкости раствора. По этим причинам ПЗ окажется малоэффективным в слабопроницаемых пластах. В ходе фильтрации через пористую среду в растворе проявляется кажущаяся вязкость, как уже говорилось выше. Вязкость оказывается в 10-20 раз выше вязкости, измеренной вискозиметром. В результате этого ПЗ более эффективно применять для нефти, обладающей высокой вязкостью, чтобы увеличить коэффициент охвата пласта заводнением.

При перемешивании полимера и пластовой воды наблюдается разрушение молекул и соответственно снижение вязкости. Если пластовая вода обладает высокой минерализацией, то концентрация полимера должна быть в 2-3 раза выше. Однако для эффективного ПЗ лучше использовать слабominерализованную воду с небольшим содержанием кальция и магния.

При применении ПЗ полимеры с большой молекулярной массой подвержены различным деструкциям, разрушениям молекул полимера. Процесс деструкции приводит к ухудшению заводнения и уменьшению нефтеотдачи. Существует несколько типов деструкции полимера:

- Химическая деструкция – образование свободных радикалов;
- Механическая деструкция – происходит при воздействии на основную цепь полимера большого сдвигового напряжения;
- Термическая деструкция – воздействие температуры на полимер;
- Биологическое разложение полимера.

Химическая деструкция является следствием взаимодействия молекул полимера и кислорода. Полимер перед закачкой в пласт растворяют в «воде для растворения», а затем в «воде для разбавления». Вода, с помощью которой получают необходимый раствор для заводнения, содержит в своем составе элементы, способные вступать в реакцию: растворенный кислород O_2 , сероводород H_2S , железо Fe^{2+} и пр. Благодаря взаимодействию окислителя и восстановителя образуются свободные радикалы. При контакте с ПАА происходит разрушение полимера. Важно, чтобы полученный раствор содержал небольшое количество кислорода и ограниченное количество поглотителей кислорода. Например, можно использовать акцепторы свободных радикалов. Данный метод заключается в применении поглотителей кислорода (например, бисульфита аммония NH_4HSO_3), с помощью которых возможно снизить содержание в воде, используемой для закачки, кислорода до 0-20 частей на миллиард (0-20 ppb).

Сдвиговое напряжение или сдвиг – фактор, который влияет на наличие механической деструкции полимера. Разделение полимера на отдельные части происходит под действием сдвига. В результате данного процесса образуются свободные радикалы, которые так же, как и при химической деструкции, способны разрушать полимерные молекулы в ходе цепной реакции. Основной сдвиг наблюдается в нагнетательной линии. Это объясняется тем, что в данном месте происходит затор или уменьшение внутреннего диаметра. Также сдвиг можно наблюдать при прохождении жидкости по насосам или в призабойной зоне пласта. В трубах и оборудовании скорость потока жидкости рекомендуется не более 5 м/с [3].

Термическая деструкция наступает при воздействии пластовой температуры на полимер. Реакции осаждения взаимодействующих между собой гидролизованым ПАА и двухвалентными ионами пластовой воды (Ca^{2+} , Mg^{2+}) происходят при определенных температурах. Эти реакции ведут к потере вязкости раствора закачки. Гидролиз полимера также может происходить и при низких температурах (50°C) при определенных значениях pH раствора. Данный процесс приведет к повышенной анионности полимера, в результате чего соли кальция и магния будут осаждать полимер. Поэтому при высоких температурах следует выбирать полимер с низкой анионностью или с низкой кажущейся вязкостью.

Таким образом, выбор полимера и/или защиты полимера является важным звеном в процессе ПЗ. Для более эффективного применения необходимо снизить риск наступления деструкции, а также проанализировать геолого-физические условия применения. Наиболее главные параметры, которым должны удовлетворять полимеры: пластовая температура, проницаемость пласта и минерализация закачиваемой воды. Для повышения нефтеотдачи стабильность реагентов определяет продолжительность эффекта заводнения, соответственно реагент должен быть устойчив к повышенной пластовой температуре.

Литература

1. Билинчук А.В. Биополимерное заводнение – основа прироста извлекаемых запасов нефти на разрабатываемых месторождениях Западной Сибири / А.В. Билинчук, А.П. Рязанов, С.А. Власов, Я.М. Каган // Геология нефти и газа. – 2007. – № 3. – С. 49–54.
2. Повышение эффективности полимерного заводнения [Электронный ресурс]. –Режим доступа: https://snf-group.ru/wp-content/uploads/2015/05/Oil-30_Years_of_EOR.pdf (дата обращения 30.01.2020).
3. Сайт «Газпром информаторий» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.gazprominfo.ru/terms/reservoir-temperature/> (дата обращения 30.01.2020).
4. Тома А. Полимерное заводнение для увеличения нефтеотдачи на месторождениях легкой и тяжелой нефти / А.Тома, Б. Саюк, Ж. Абирова, Е. Мазбаев // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2017. – № 7–8. – С. 58–66.

АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ ПОЛИМЕРНОМ ЗАВОДНЕНИИ

Д.А. Вендина

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

Много месторождений России находятся на поздней стадии разработки, в результате чего целесообразно применять различные методы увеличения нефтеотдачи (МУН). Основными задачами МУН являются вовлечение в разработку слабодренлируемых запасов, увеличение коэффициента охвата и коэффициента извлечения нефти. В последнее время актуальными МУН стало полимерное заводнение. Данный метод делает более заметным увеличение извлечения флюида из пласта, а также с помощью данного метода можно увеличить охват пласта заводнением.

Наиболее выжным и первым этапом при применении ПЗ является рассмотрение геолого-физических условий. В последнее время благодаря разработкам в нефтехимии диапазон условий расширился, что позволило адаптировать полимеры к температуре, минерализации воды и сдвиговому напряжению. Новые исследования уменьшают риск наступления деструкции полимера, т.е. его разрушения под действием температуры, сдвига или химического воздействия. Целесообразно применять технологию ПЗ для пластов с тяжелой нефтью. Так полимер должен удовлетворять нескольким основным параметрам:

- Температуре – 80°C – 120°C,
- Проницаемости – 0,01 – 10 мкм²,
- Минерализации пластовой воды – не более 270 г/л.

Немаловажно правильно выбрать объект для применения ПЗ. Для начала необходимо выбрать участок, на котором возможно изолировать добычу нефти от закачки полимера. Оптимальной системой для вертикальных скважин является пятиточечная система, а для горизонтальных – 1 добывающая и 2 нагнетательные. Для максимизации эффекта следует подобрать оптимальный интервал. Для вертикальных расстояние составляет 100-150 м, а для горизонтальных – 100 м. С помощью трассерных исследований необходимо проверить, есть ли гидродинамическая связь между добывающей и нагнетательной скважинами.

Следующим этапом является производство полимера. Выделяют 3 технологии:

- Сополимеризация – процесс совместной полимеризации акриловой кислоты и акриламида. В ходе данного процесса образуются полимеры с узким распределением аннионности и хорошей растворимостью. Молекулярная масса образванных полимеров – около 20 миллионов Дальтон.

- Согидролиз – процесс, при котором гомополимеризации подвергается акриламид в присутствии оснований и в результате которого происходит гидролиз. Результат процесса – полимер в более широком диапазоне аннионности и также хорошую растворимость. Однако молекулярная масса меньше – 18 миллионов Дальтон.

- Постгидролиз – гелеобразный гомополимер акриламида подвергается постгидролизу с основанием и после высушивается. В результате образуются полимера с большим диапазоном аннионности и, при наличии двухвалентных катионов в пластовой воде, с плохой растворимостью.

При приготвлении ПАА образуются нерастворимые частицы геля – мягкие и жесткие. Под действием сдвига частицы мягкого геля могут разрушаться, т.е. происходит деструкция полимера. В свою очередь, частицы жесткого геля вызывают закупорку пор на вскрытой поверхности пласта. Чем выше молекулярная масса, тем хуже растворимость и фильтрация.

Немаловажным этапом является подготовка воды к закачке. Данный процесс осуществляется на усюновках очистки, где происходит несколько операций: коагуляция – слияние и укрупнение капель, фильтрация для очистки от взвешенных частиц, обезжелезивание, хлорирование и смягчение с целью доведения рН воды до 7-8. Вода не должна содержать загрязняющие частицы – кислород, сероводород и железо. Размер твердых частиц не должен превышать 5 мкм. Для минимизации проблем с закачкой важно поддерживать качество воды, а именно:

- Содержание нефти в воде должно быть ниже 100 мг/л;
- Содержание твердых частиц – менее 50 мг/л;
- Содержание кислорода – менее 0,1 мг/л.

Тип полимера определяет дизайн установки для ПЗ. Более сложная установка будет при использовании полимера в виде порошка, так как его необходимо растворить перед закачкой. Сухой полимер находится в бункере и с помощью дозатора подается на заполненную азотом установку измельчения, где происходит дробление полимера, смачивание и дальнейшее смешивание с водой. После данной операции раствор отправляется в бак дозревания, где осуществляется гидратация, т.е. растворение молекул полимера в воде. Далее маточный раствор доводят до необходимой концентрации [2].

При смешивании с водой полимеры набухают в результате чего образуется густой раствор. В нагнетательную скважину закачивают под давлением не менее 20 МПа полимерный раствор. В пласте происходит вытеснение реагентов водой. Раствор полимера, проникая в высокопроницаемые пропластки, обеспечивает полное вытеснение нефти, которая была удержана капиллярными силами или не была охвачена. В результате это снижается динамическая неоднородность потоков жидкости, соответственно, увеличивается охват пласта заводнением и в районе добывающей скважины образуется «вал» дополнительно высвобожденной нефти.

В настоящее время существуют различные составы полимера и стабилизаторы для адаптации полимера под жесткие пластовые условия, например, высокая температура или высокоминерализованная пластовая вода. Большую популярность набирает трехкомпонентное воздействие на пласт. АСП-заводнение представляет собой тип ПЗ, в котором используют щелочь, ПАВ и полимер.

Каждый компонент смеси выполняет свою роль при заводнении. ПАВ адсорбируется на границе раздела нефть-вода, в результате чего межфазное натяжение уменьшается. Это приводит к тому, что происходит мобилизация нефти, защемленной между зернами породы. Полимер повышает вязкость раствора. Охват пласта процессом заводнения увеличивается при закачке в пласт более вязкого раствора. Все это в свою очередь делает возможным более эффективно вытеснять мобилизованную ПАВ нефть. Увеличивая подвижность нефти, сода уменьшает смачиваемость породы нефтью. При использовании щелочного агента уменьшается осаждение на породе ПАВ. Вступая в реакцию с кислой нефтью, имеющей большое содержание примеси серы, происходит образование дополнительного объема ПАВ.

При одновременном использовании соды и ПАВ повышается подвижность пластовой нефти. Применение полимера, в свою очередь, увеличивает коэффициент охвата пласта заводнением по сравнению с обычным заводнением. Эффективность нефтевытеснения увеличивается при совместном воздействии на нефть, поступающей в добывающие скважины. Однако количество добываемых флюидов не изменяется. Количество добываемой воды уменьшается, а количество нефти – увеличивается.

Компания «Салым Петролеум Девелопмент» в 2008 году начала изучение оптимального состава АСП. В лабораторных условиях необходимо было подобрать оптимальный состав реагента, удовлетворяющий геологическим особенностям пласта. В ходе проведения опытно-промышленных работ в 2009 году на одной из скважин было установлено, что с помощью данной технологии возможно выработать порядка 90% остаточной нефти.

На Западно-Салымском месторождении применяется технология АСП-заводнения. В 2014-2015 гг. пробурили 5 скважин и начали применение технологии АСП-заводнения, с 2016 года проводили закачку реагента в пласт. По оценкам специалистов применение технологии АСП-заводнения в течение 15 лет позволит добыть дополнительно до 25 млн тонн нефти, что соответствует приросту КИН примерно на 10 % в целом по месторождению. В дальнейшем прогнозируется увеличение КИН максимально на 15-20% [1].

Еще одной перспективной технологией является полимерный раствор на основе натриевой соли карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ), который был применен на месторождении Биби-Эйбат в Азербайджане. Такой тип полимерного раствора относится к водорастворимым полимерам. Данный вид полимерного раствора имеет ряд преимуществ: небольшой расход и использование для месторождений с высоковязкой нефтью. Однако данный раствор имеет недостатки, которые заключаются в чувствительности к температуре и минерализации пластовой воды. Поэтому в КМЦ добывают наночастицы алюминия и меди. Это позволяет сделать более эффективным процесс ПЗ и снизить отношения подвижностей нефти и вытесняющего агента.

Изменение температуры влияет на реологические свойства КМЦ, а, именно, на изменение вязкости. Высокая степени полимеризации, которой обладает КМЦ, обеспечивает реагенту большую вязкость. Метод растворения и параметры смешивания КМЦ будут определять конечную вязкость раствора. Принцип растворения заключается в быстром намокании всех частиц перед увеличением вязкости. Наиболее важным свойством КМЦ является способность увеличивать вязкость в водных растворах, что делает процесс ПЗ более эффективным.

Промышленные испытания показали, что при небольших концентрация раствора (1-3 г/л) нет большой разницы в том, как ой состав композита использовать, так как динамическая вязкость практически не изменяется. Однако при равных концентрациях КМЦ динамическая вязкость больше у полимерного раствора с наночастицами алюминия Al и составляет порядка 8 Па·с. Важным условием эффективного заводнения является соотношение динамической вязкости нефти и вытесняющего агента. Чем ближе значения вязкостей друг к другу, тем будет более эффективно происходит вытеснение и тем больше будет коэффициент охвата пласта вытеснением. Исследования показали, что при концентрации КМЦ 5 г/л будет наблюдаться наибольшее извлечение нефти. На месторождении Биби-Эйбат применяли это значение концентрации, в результате которого получили КИН примерно 60 % [3].

Таким образом, технология полимерного заводнения позволяет за счет снижения подвижностей нефти и воды увеличить охват пласта заводнением. Процесс ПЗ проходит в несколько стадий. Наиболее важным является подбор полимера для конкретных геолого-физических условий и качество воды, используемой для закачки в пласт, т.е. при подборе технологии важен комплексный подход. Также немаловажным является то, что полимерные растворы применяют на месторождениях с нефтью, обладающей высокой вязкостью для большей эффективности от применения технологии. В настоящее время существует много составов полимерных растворов. Однако, наиболее перспективными являются АСП-заводнение и полимерные нанокомпозиты, с помощью которых возможно не только увеличить охват пласта заводнением, но и увеличить нефтеотдачу.

Литература

1. Алексеев А. Максимальная отдача. Внедрение технологии повышения нефтеотдачи АСП на Западно-Салымском месторождении // Сибирская нефть. – 2016. – № 3/130. – С. 30–34.
2. Тома А. Полимерное заводнение для увеличения нефтеотдачи на месторождениях легкой и тяжелой нефти / А. Тома, Б. Саюк, Ж. Абирова, Е. Мазбаев // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2017. – № 7–8. – С. 58–66.
3. Шамилов В.М. Полимерные нанокомпозиты на основе карбоксиметилцеллюлозы и наночастиц Al и Si для увеличения добычи нефти / В.М. Шамилов, Э.Р. Бабаев, Н.Ф. Алиева // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2017. – № 3. – С. 34–38.

ИССЛЕДОВАНИЕ УСЛОВИЙ И МОДЕЛИ ОБРАЗОВАНИЯ ГИДРАТОВ

П.В. Волков, А.Д. Рябов

Научный руководитель - профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение

Образуясь в газовом трубопроводе, гидрат может привести к различным последствиям, таким как уменьшение производительности трубопровода, вследствие изменения размера сечения, а иногда и к потере подачи газа из-за несвоевременного ремонта и нужной защиты. Вопросы изучения процесса образования газовых кристаллогидратов занимают важную роль в нефтегазовой отрасли.

Методика исследования процесса гидратообразования на залежах Южно-Русского месторождения

Керн состоящий из слабоконсолидированного глинистого песчаника размерами $L=29,08$ мм и $D=28,83$ мм был отобран на отметке $806,7 \pm 0,17$ м на Южно-Русском нефтегазоконденсатном месторождении, приуроченном к породам туронского возраста. Абсолютная газопроницаемость и пористость исследовалась на анализаторе «ПИК-ПП» [1], они составили $1,42 \cdot 10^{-14}$ м²; 23,10 % соответственно, а удельная активная поверхность с помощью Sorbi-M [2] – $1,8 \cdot 10^3$ м²/кг; такое значение соответствует песчанистой породе, содержащей пылевато-глинистую компоненту. Алгоритм данного исследования включало такие шаги как:

- раствор хлорида натрия концентрацией 17 кг/м³ нагнетали в образец;
- устанавливали образец в барокамеру с давлением до 8 МПа;
- барокамеру с образцом насыщали метаном до $4,5$ МПа;
- устанавливали условия гидратообразования;
- проводили периодическую оценку газопроницаемости образцы;
- для разложения поровых гидратов образец нагревали;
- после эксперимента определяли эффективную проницаемость.

Установка «Гидрат», разработанная в ООО «ЭкогеосПром», нужна для гидратонасыщения и определения газопроницаемости, условия задавались с помощью установки воздушного охлаждения фирмы Gronland, объем камеры которой равен $0,5$ м³, после нагнетания соли до влажности $8,37$ мас. % и заполнения пор образца около 69% . Температура была постоянной ($\pm 0,5$ °C), благодаря контактному термометру (рабочий диапазон от 30 до -15 °C), показания фиксировались автоматически в память компьютера с различными временными шагами, использовались: датчики температуры (точность измерения $\pm 0,1$ °C) и давления (точность измерения ± 1 кПа).

Температура в установке «Гидрат» может изменяться от 30 до -15 °C при давлении до 7 МПа, данная установка не превышает погрешность в 15% [3]. Параметры гидратосодержания определяли методом PVT (pressure volume temperature) [4] по изменению температуры и давления, для этого было необходимо рассчитать массу метана, которая была поглощена образцом m_G :

$$m_G = \frac{P_i \cdot V \cdot M}{R \cdot T_i \cdot z}, \quad (1)$$

где: где P_i – давление в момент времени i ; V – объем барокамеры с учетом коэффициента сжимаемости; M – молярная масса метана; R – универсальная газовая постоянная; T_i – температура в i -й момент времени; z – z-фактор газа при данных условиях.

Результаты исследований применения установки «Гидрат»

С помощью установки «Гидрат» исследовались различные параметры в лабораторных условиях на образце керна при определенном насыщении газогидратом, проводили количественную и качественную оценку этих параметров. В результате поле насыщения керна раствором NaCl до влажности $8,37$ мас. % получили следующие величины: газопроницаемость снизилась примерно в 70 раз и составила $2,1 \cdot 10^{-16}$ м². Когда поставили благоприятные термобарические условия для образования ($P=4,5$ МПа, $T=1$ °C), начали формироваться газогидраты. Начальная влажность образца составляла $8,37$ мас. %, эксперимент показал, что до 21 мас. % влаги, которая находилась в порах, превратилась в гидрат, и как следствие проницаемость образца начала снижаться, причем после перехода в гидрат 4 мас. % влаги в порах газопроницаемость оставалась почти постоянной и равнялась $2 \cdot 10^{-16}$ м², а после 21 мас. % газопроницаемость уменьшилась в 20 раз, не превышая предел точности прибора ($0,1 \cdot 10^{-16}$ м²). Далее образец подвергли нагреву, газовый гидрат начал разлагаться, а газовая проницаемость увеличилась до $1,6 \cdot 10^{-16}$ м², это значение, в свою очередь, ниже начального значения на 24 мас. %. После анализа этих данных сделали вывод о том, что структура керна после испытаний цикла образования и разложения претерпела изменения. Данные исследования позволили отработать методику насыщения слаболитифицированного керна залежи, приуроченной к туронскому возрасту, раствором соли. В этой методике зависимость Термобарических условий образования газовых гидратов от содержания влаги в породах данного яруса определяется на образце, также рассматривали раствор для первичного вскрытия скважины № 184 Южно-Русского НГКМ плотностью 1410 кг/м³, а также солевую композицию «СГС-18» [5], влияющие на условия образования гидратов.

Моделирование процесса образования гидратов

Введем некоторые упрощения, которые позволят упростить математическую модель. Это обязательное требование перед началом исследования [5]:

1. Газ, движущийся по трубе, представим одномерным течением, рассчитываемым с помощью газовой динамики;
2. Переход газа в гидратное состояние будем считать в рамках постановки задачи Стефана;
3. Компоненты смеси (свободная влага, газ и ингибитор) имеют одинаковые скорости;

4. Твердый слой газового гидрата имеет достаточно большой радиус кривизны, что позволяет пренебречь теплопроводностью вдоль оси трубы;
5. Пренебрегаем кондуктивным переносом тепла;
6. Тепловое сопротивление стенки трубы имеет малые значения;
7. Газ и гидрат в процессе моделирования будут иметь одинаковые физические свойства;
8. Система имеет турбулентный характер движения.

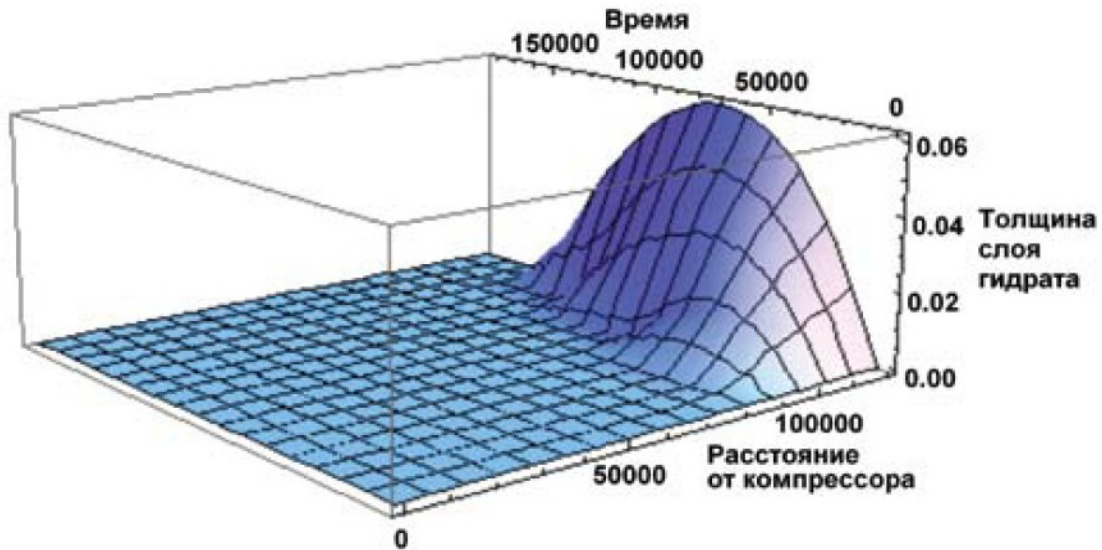


Рис. Динамика роста гидратного слоя по длине газопровода

Начальные данные для математической модели были приняты следующими: диаметр и длина трубы соответственно $D=0.7$ м, $L=120000$ м; Давление в начале и в конце трубы соответственно $P_0=5.5$ МПа, $P_k=3.5$ МПа (при этом давлении гидраты отсутствуют); начальная температура $T=47$ °С; расход по массе $M=63.7417$ кг/с; промежуток времени, на котором рассматривался процесс образования гидрата $t=150\,000$ с. После вычислений полученной математической модели движения потока газа численно решили газотранспортную задачу, на рисунке приведён результат данных вычислений на графике. По графику видно, при существовании благоприятных условий для образования гидратов начался их рост и формирование пробки, в свою очередь это привело к увеличению гидравлического сопротивления и уменьшению значения давления на выходе газопровода. После образования пробки начали увеличивать подачу ингибитора (метанол), что повлекло за собой разрушение пробки, после этих операций режим течения газа вернулся к нормальному. Данная математическая модель может быть использована для анализа образования гидратов в трубопроводе при транспортировке газа. На это указывают результаты численного моделирования.

Заключение

Задача математического моделирования процесса образования газовых гидратов сводится к разделению математических операций. Уравнения математической модели решаются для каждой функциональной части задачи, также решение задачи можно разделить на четыре шага: описание процесса фильтрации газа через породу, описание течения газа в трубе, учет воздействия скважины с породами посредством передачи тепла и сравнение полученных результатов с задачей Стефана.

Литература

1. Бухгалтер Э.Б. Метанол и его использование в газовой промышленности. М.: Недр, 1986 – 238 с.
2. Буц. В.В. Математическая модель образования гидратов в трубопроводах // Математические Методы в Технике и Технологиях. – 2010. – № 10. – С. 78–83.
3. Бык С.Ш., Макагон Ю.Ф., Фомина В.И. Газовые гидраты. М.: Химия, 1980 – 296 с.
4. Истомин В.А., Изюмченко Д.В., Лапшин В.И. и др. О возможной гидратонасыщенности пористых сред низкотемпературных газовых залежей // Эффективность освоения запасов углеводородов. Разработка и эксплуатация месторождений. Комплексные исследования нефтегазоконденсатных пластовых систем. – 2010. – № 1. – С. 10–15.
5. Чувилин Е.М., Гребенкин С.И. Экспериментальная оценка газопроницаемости газонасыщенных пород при гидратообразовании и замораживании // Криосфера Земли. – 2015. – Т.19. – № 2. – С. 67–74.

**СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ БОРЬБЫ С ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕМ НА ГАЗОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЯХ**

П.В. Волков, А.Д. Рябов

Научный руководитель - профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение

Во время добычи или транспортировки природного газа в трубопроводе могут возникнуть определенные термобарические условия, которые приводят к образованию и накоплению гидратов газа. [2]. Необходимо аналитически определить данные условия, чтобы снизить риск возможности образования гидратов. Данный фактор имеет огромное значение, так как присутствие гидратов в системе могут вызвать огромные трудности при транспортировке газа, например, износ оборудования или полное блокирование сечения трубопровода. Отметим главные условия, которые способствуют образованию газовых гидратов:

Во-первых, присутствие в составе смеси свободной воды и молекул газа;

Во-вторых, падение температуры потока ниже температуры образования гидратов для данного газа при соответствующих показаниях давления;

В-третьих, высокие значения давления в трубопроводе, которое также способствует повышению границы температуры начала образования гидратов. [1, 4]. При анализе осложнений, которые могут быть вызваны отложениями гидратов, во время эксплуатации трубопроводов проводят разработку различных мероприятий, прибегая к аналитическим расчетам и программному моделированию.

Численное исследование методов борьбы с гидратообразованием в сечении трубопровода

Для образования гидратов необходимо наличие природного газа с определенными гидратообразующими компонентами и наличием воды в жидком состоянии, а также низкая температура и высокое давление. Поэтому для образования твердых отложений на внутренней стенке трубопровода необходимо, чтобы ее температура T_σ была ниже точки росы для влаги, содержащейся в газе. При заданном составе газа равновесная температура T_s совместного сосуществования твердого газогидрата, газа и воды является функцией давления p . Если выполняется условие $T_\sigma \leq T_s(p)$, то на внутренней поверхности трубопровода будет происходить отложение газового гидрата.

Следовательно, при исключении какого-либо из условий, описанных выше (присутствие свободной воды в жидком состоянии, значение температуры поверхности внутренней полости трубопровода меньше температуры гидратообразования) можно достигнуть режима работы трубопровода, при эксплуатации которого будет исключено образование и отложение на стенках трубопровода гидратов газа. Для применения такого способа борьбы с гидратами создают искусственно условия термодинамической неустойчивости гидратной фазы [3]. Основные этапы метода:

- изменение компонентного состава или удаление из смеси одного из компонентов гидрата;
- установка и поддержание температуры потока выше температуры образования гидратов при постоянном значении давления;
- понижение давления в полости трубопровода ниже условия стабильного существования гидратов при постоянной температуре;
- закачка в трубопровод ингибитора для уменьшения возможности стабильного существования гидратов.

На основе математической модели течения влажного природного газа в горизонтальном канале проведем численное исследование методов создания термодинамической неустойчивости гидратной фазы. В расчетах приняты следующие значения параметров: длина участка трубопровода $L = 10$ км, внутренний радиус $a_0 = 0,11$ м, внешний радиус $a_1 = 0,121$ м (для случая, когда теплоизоляция отсутствует, $a_1 = a_0$), температура грунта $T_G = 279$ К (6°C), массовый расход газа $m = 59$ т/сут = $0,683$ кг/с, влагосодержание $k_{w0} = 3 \cdot 10^{-3}$. На входе трубопровода значения давления и температуры задавались постоянными: $p_0 = 3,2$ МПа, $T_0 = 323$ К (50°C). Для подаваемого из скважины в трубопровод после сепарации газа использованы следующие значения: удельная теплоемкость $c_g = 2170$ Дж/(кг·К), коэффициент динамической вязкости $\mu_g = 9,75 \cdot 10^{-6}$ кг/(м·с), приведенная газовая постоянная $R_g = 489,6$ Дж/(кг·К), коэффициент теплопроводности $l_g = 0,0375$ Вт/(м·К). Эмпирические коэффициенты: $p_{s0} = 3,2$ МПа, $T_{s0} = 282$ К, $T_{h*} = 8,28$; для чистого метана эти коэффициенты соответственно равны: $p_{s0} = 3,2$ МПа, $T_{s0} = 282$ К, $T_{h*} = 8,1$. Другие значения параметров приняты следующие: глубина заложения трубопровода l м, коэффициент теплопроводности гидрата $l_h = 0,5$ Вт/(м·К), плотность $r_h = 930$ кг/м³, коэффициент теплопроводности стенок трубы $l_l = 58,2$ Вт/(м·К), $k_{gh} = 0,14$; теплота гидратообразования $L_h = 5,1 \cdot 10^5$ Дж/кг, коэффициент теплопроводности грунта $l_G = 1,8$ Вт/(м·К), приведенная газовая постоянная для водяного пара $R_v = 461,26$ Дж/(кг·К), теплота перехода в пар $l_w = 2,47 \cdot 10^6$ Дж/кг, эмпирические коэффициенты $p_{w*} = 2,1 \cdot 10^{11}$ и $T_{w*} = 5368$. Для заданного состава газа в трубопроводе значение равновесной температуры гидратообразования составляет $T_s(p) = 282$ К (9°C) и менее.

Осушка газа

Один из лучших способов защиты от гидратообразования – удаление свободной воды из потока газа (осушка газа). Многочисленные исследования показали, что проведение осушки газа то точки росы, исключает способность образовываться гидратным соединениям. Это происходит из-за того, что в смеси отсутствуют водяные пары. Для полного исключения, которое дает возможность образовываться гидратам (наличие жидких капель воды в

газе), необходимо обеспечить на входе в трубопровод степень сухости газа, которое будет удовлетворять следующему аналитическому неравенству [4]:

$$k_{v0} < k_{v \min}, k_{v \min} = \frac{p_{w*} \cdot Z_g \cdot R_g}{p_0 \cdot Z_v \cdot R_v} \exp\left(-\frac{T_{w*}}{T_{\min}}\right)$$

Здесь Z_g и Z_v – коэффициент сжимаемости углеводородного газа и водяного пара, соответственно, T_{\min} – минимальная температура газа в трубопроводе, для ее значения в большинстве случаев можно принять температуру T_G окружающего трубопровод грунта. Как показывают проведенные по этой формуле расчеты, если влагосодержание при принятых в работе параметрах удовлетворяет условию $k_{v \min} < 0,0003$, то точка росы на всем протяжении трубопровода не наступает и поэтому образование газогидратных отложений на внутренних стенках канала не происходит.

Методы предупреждения и ликвидации гидратов на месторождении Узловом

Для борьбы с гидратами в основном применяют методы опережения, то есть предупреждения. Так как в противном случае, ликвидации – есть большой риск возникновения различных осложнений. Например, нарушение нормальной работы промыслового оборудования.

Методы борьбы подразделяются на два направления:

Предупреждение, опережение, изменение условий образования и существования гидратов;

Ликвидация, разрушение образовавшихся и накопившихся гидратов.

Методы, которые применяют для предотвращения образования гидратов в стволе скважины и устьевом оборудовании:

- определенный технологический режим эксплуатации оборудования;

- подача на забойную часть скважины ингибитора (метанола);

- применение в конструкции футерованных труб;

- удаление с забоя скважины аккумулировавшуюся жидкость;

- устранение физических и технических причин, которые вызывают пульсацию газа в скважине.

Очистка ствола скважины от отложений гидратов:

- остановка скважины с целью прогрева полости трубопровода температурой окружающих пород, со следующим резким стравливанием давления, что приводит гидрата газа к нестабильному состоянию;

- прокачка в ствол скважины необходимого количества ингибитора для разрушения гидратных скоплений со следующим резким стравливанием давления и выносом частиц вещества.

Предупреждение образования гидратов в устьевой арматуре скважины, коллекторах сбора и смежной обвязке трубопроводов происходит следующими методами:

- тепловое воздействие на проблемные участки трубопроводов и арматуры;

- введение в систему сбора ингибитора для разрушения гидратов или проведения профилактических мер, направленных на недопущение их накопления;

- технологические решения, которые дают возможность исключить скачки значений рабочего давления, вызывающие изменение температуры газа и, как следствие, конденсацию парообразной влаги;

- циклическое удаление жидкости, которая накопилась на участках коллекторов сбора продукции, смежных участках, переключающей арматуры, с применением конденсатосборников и дренажей.

Заключение

В результате аналитического исследования методов создания термодинамической нестабильности гидратов для борьбы с их образованием в системе, в полости трубопроводов и рабочей арматуре. В частности, осушка газа, изменение давления до более низкого значения, использование изоляционных элементов на стенках трубопроводов или искусственная подача тепла, закачка ингибиторов гидратообразования в поток. Применение теплоизоляционных материалов в совокупности с подведением тепла извне дает возможность снизить риск образования гидратов в околостенном пространстве до минимальных показателей. Доказана практическая эффективность использования ингибитора – метанола для разрушения саккумулировавшихся гидратов газа при определенном и точном расчете его необходимого объема, так как метанол является очень сильным ядом. Объемы его потребления в производстве необходимо снижать. При недостаточном количестве метанола в потоке газа, разрушается только часть гидратной пробки и метод является неэффективным.

Литература

1. Бондарев Э.А., Аргунова К.К. Математические модели образования гидратов в газовых скважинах // Материалы международной конференции «Перспективы освоения газогидратных месторождений». – Москва, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2009. – С. 9–11.
2. Истомин В.А., Квон В.Г. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2004. – 506 с.
3. Shagapov V.Sh., Urazov R.R., Musakaev N.G. Dynamics of formation and dissociation of gas hydrates in pipelines at the various modes of gas transportation // Heat and Mass Transfer. – 2012. – Vol. 48. – №9. – P.1589–1600.
4. Sloan E.D. Natural Gas Clathrate Hydrates. – New York: Marcel Dekker, 1998. – 754 p.

ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ ПАРАФИНИСТЫХ НЕФТЕЙ

К.Р. Гайнулина

Научный руководитель - доцент Л.В. Шишмина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время большинство месторождений, расположенных в Западной Сибири, характеризуются постоянным ростом доли трудноизвлекаемых запасов. Кроме того, некоторые добываемые нефти имеют высокое содержание парафинов, что приводит к интенсивной парафинизации внутрискважинного оборудования.

Характерной чертой парафинистых нефтей является высокая вязкость при низких значениях температуры, что в свою очередь приводит к последствиям, проявляющимся, как в виде небольшого слоя отложений парафина в стволе скважины или оборудовании, практически незаметного при эксплуатации в течение длительного времени, так и в виде слоя существенной толщины, вызывающего перекрытие сечения подъемных труб или проточной части аппарата подготовки.

Выпадение парафиновых отложений значительно усложняет процесс сбора и промышленной подготовки нефти. Парафины могут отлагаться как в стволе скважин, так и в системе сбора скважинной продукции, начиная от кустов скважин до УПН. Таким образом, проблема сбора и подготовки парафинистых нефтей является важной научно-технической задачей, актуальность решения которой не снижается со временем.

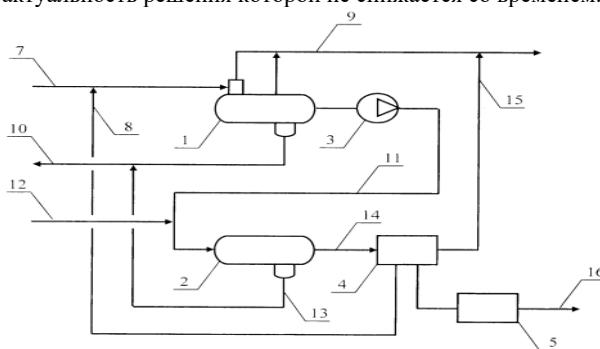


Рис. 1 Технологическая схема подготовки высоковязкой парафинистой нефти: 1 – трехфазный сепаратор, 2 – электродегидраторы, 3 – насос, 4 – блок термической доподготовки нефти, 5 – блок насосов внешнего транспорта [2]

В данной статье будут рассмотрены технологии подготовки парафинистых нефтей. Показанная на рисунке 1 технологическая схема подготовки позволяет снизить вязкость и минимизировать энергозатраты на перекачку нефти. При размещении электродегидраторов перед блоком термической доподготовки нефти происходит процесс превращения высокомолекулярных парафинов тяжелых фракций нефти в легкие углеводородные фракции. Соединение линии вывода циркулирующей легкой фракции из блока термической доподготовки нефти с линией подачи продукции скважин позволяет снизить вязкость нефти при сепарации и электрообезвоживании путем смешения с маловязкой легкой фракцией, за счет чего увеличивается качество подготовки нефти [2]

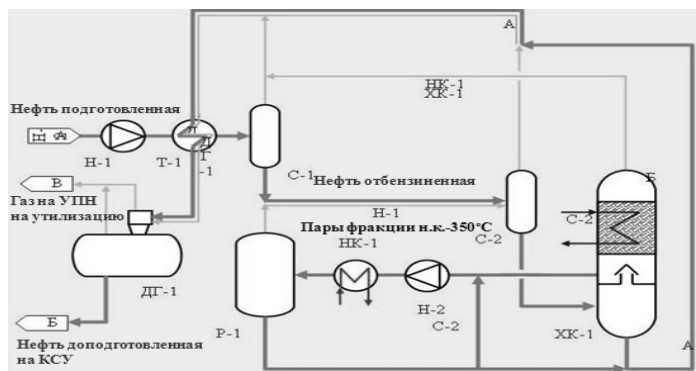
Эмульсию, подаваемую по линии 7, смешивают с циркулирующей легкой фракцией, которую подают по линии 8, далее направляют в сепаратор 1. В сепараторе 1 выделяется газ, который выводится по линии 9, для подготовки к использованию в качестве топливного газа. Пластовая вода, выводится по линии 10, далее вода идет на подготовку к закачке в систему поддержания пластового давления. Предварительно обезвоженная нефть подается в электродегидраторы 2 насосом 3 по линии 11, попутно смешав с пресной водой, подаваемой по линии 12. Выделенную воду по линии 13 подают в линию 10, а обезвоженную нефть по линии 14 направляют в блок 4, из которого выводят циркулирующую легкую фракцию. Газ, подается из линии 15 в линию 9, а доподготовленную стабильную нефть, откачиваемую с помощью блока насосов 5, по линии 16 подают в магистральный трубопровод либо на НПЗ.

Таким образом, данная установка позволяет повысить качество подготовки нефти, снизить энергозатраты и может быть использована в промышленности.

При сборе и подготовке высокопарафинистых нефтей необходимы специальные мероприятия: подогрев, термообработка или же их комбинация (рис.2). Еще одна технологическая схема доподготовки тяжелых нефтей была предложена авторами работы [3].

Подготовленную нефть (А) насосом Н-1 подают через теплообменник Т-1, нагревая парожидкостной смесью продуктов термолитиза, в сепаратор С-1 и разделяют на паровую фазу, которая содержит легкие углеводородные фракции, и отбензиненную нефть. Последнюю смешивают с парами термолитиза, образовавшимися в реакторе термолитиза Р-1, и разделяют в сепараторе С-2 на пары широкой дистиллятной фракции и атмосферный остаток, подвергаемый испарению в холодильнике-конденсаторе ХК-1 с образованием тяжелого остатка и паровой фазы, при охлаждении которой выделяют тяжелую газойлеву фракцию, содержащую высокомолекулярные парафины. Тяжелую газойлеву фракцию насосом Н-2 подают в каталитический нагреватель НК-1 и далее в реактор термолитиза Р-1, где в результате деструктивных превращений образуются пары термолитиза, содержащие в основном фракцию н.к.–350°С, направляемые далее на смешение с отбензиненной нефтью, и тяжелый остаток термолитиза, который частично рециркулируют, а частично смешивают с тяжелым остатком из ХК-1, суммарными парами из С-1, С-2 и ХК-1, охлаждают в Т-1, стабилизируют в циклонном дегазаторе с предварительным сепарационным

устройством ДГ-1 и выводят с установки в качестве доподготовленной нефти (Б) на установку КСУ УПН. Отдуд стабилизации (В) из ДГ-1 направляют на УПН для утилизации в смеси с газом сепарации 2-й ступени.



| Характеристика установки | |
|--|--------------------|
| Производительность по нефти, м ³ /сут | 50–3000 |
| Параметры нефти на входе в установку | |
| Температура, °С | От минус 10 до +50 |
| Давление, МПа не более | 0,1–0,6 |

Рис. 2 Установка термической доподготовки тяжелых нефтей [3]

Доподготовка высоковязких и тяжелых нефтей на данной установке предусматривает термическую деструкцию высокомолекулярных соединений в составе тяжелой газойлевой фракции нефти, обуславливающих высокое значение вязкости и температуры застывания нефти. По данной технологии на первой стадии процесса подготовки из нефти выделяются тяжелые газойлевые фракции, на второй стадии проводится термолиз нефти, с превращением высокомолекулярных парафинов в широкую дистиллятную фракцию.

Предложенная авторами [3] установка термической доподготовки тяжелых нефтей способствует изменению характеристик высоковязкой тяжелой парафинистой или смолистой нефти до требований ГОСТ Р 51858-2002 по содержанию парафинов, для снижения вязкости и температуры застывания нефти для обеспечения возможности дальнейшей транспортировки.

Для предотвращения образования органических отложений в процессе транспорта парафинистые нефти подогревают, вводят в нефть диспергаторы парафина или растворители. Для удаления образовавшихся отложений применяют растворители, например, авторами работы [1] была исследована эффективность применения растворителей для удаления отложений, испытанных на образце АСПО парафинового типа.

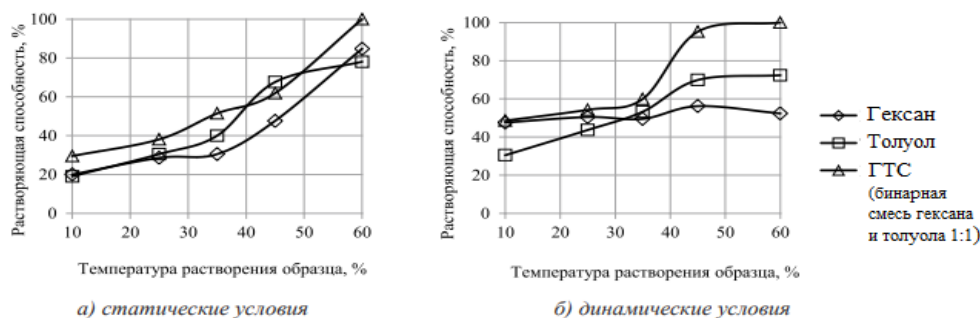


Рис. 3 Эффективность растворения АСПО парафинового типа [1]

На рисунке 3 показано, что растворение образца при обработке толуолом и бинарной смесью гексана и толуола значительно зависит от температуры, т.е. при росте температуры наблюдается увеличение растворяющей способности растворителя. В отличие от них, для гексана увеличение температуры мало сказывается на изменении его растворяющей способности. Для толуола характерно максимальное значение растворимости АСПО при 45°C, которое связано с явлением пересыщения раствора растворяемым компонентом. Данный эффект проявляется как перегиб на графике растворимости как при динамических, так и при статических условиях.

Таким образом, рассмотренные схемы подготовки высоковязких и парафинистых нефтей направлены на увеличение эффективности процессов сепарации, обезвоживания и обессоливания нефтей за счет снижения вязкости нефти путем термического превращения высокомолекулярных парафинов тяжелых фракций нефти в легкие углеводородные фракции. Промысловый транспорт высоковязких парафинистых нефтей требует применения специальных приемов, среди которых использование растворителей, депрессорных и диспергирующих присадок, поддержание определенного температурного режима.

Литература

1. Баталина Л.С. Исследование растворимости АСПО нефтяных резервуаров в технических растворителях. Баталина Л.С., Сафин В.А., Вищуренко А.А., Бурюкин Ф.А., Ваганов Р.А. // Современные наукоемкие технологии. – 2019. – № 3. – С. 125–129.
2. Пат. 2017133894 Россия МКИ G 33/00. Установка подготовки высоковязкой парафинистой нефти к транспорту. Курочкин А.В. Заявлено. 28.09.2017. Опубл. 25.05.2018. Бюл. № 15.
3. Установка термической доподготовки тяжелых нефтей [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.nipi-ongm.ru/engineering/delivery-of-the-equipment/technological-complexes-and-installation-of-preparation-of-oil-and-water-/installation-of-thermal-dopodgotovki-heavy-oils-utdn/>.

**ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ОБУСЛОВЛЕННОСТЬ ГРП В ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТАХ
ВЕРХНЕЮРСКОГО И НИЖНЕМЕЛОВОГО КОМПЛЕКСОВ ТЕВЛИНСКО-РУССКИНСКОГО
НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ЕГО ПОСЛЕДУЮЩИЙ АНАЛИЗ**

Н.А. Гирич, А.В. Бурдин

Научный руководитель - профессор О.С. Чернова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Тевлинско-Русскинское нефтяное месторождение расположено на территории ХМАО в 88 км. от города Сургут. В тектоническом плане месторождение приурочено к северо-восточной части склона Сургутского свода (рис. 1). Основная промышленная добыча нефти осуществляется посредством разработки пород-коллекторов верхнеюрского, верхнеберриас-нижневаланжинского и верхневаланжинского НГК.

В данном месторождении верхнеюрский НГК представлен отложениями васюганской свиты (пласты Ю1-1 – Ю1-2), нефтегазоносность которых связана с наличием баженевской (нефтематеринской) свиты, однако близость данного района к зоне регионального замещения последней глинистыми отложениями абалакской свиты влечёт за собой значительное ухудшение коллекторских свойств пластов. Покрышкой является толща баженевских аргиллитов. Ловушки углеводородов в основном относятся к литологическому и структурно-литологическому типам. Верхнеберриас-нижневаланжинский НГК представлен серией разновозрастных песчаных клиноморфных тел (пласты БС16-22). Данные пласты представлены мелкозернистыми песчаниками и алевролитами, коллекторские свойства которых изменяются в значительной мере (открытая пористость варьируется в пределах 4-25%, а проницаемость – от 5 до 150 мД). Значительное влияние на величины открытой пористости и проницаемости оказывает тип цементного материала, как глинистого, так и карбонатного, а также его распределением в самом поровом пространстве. Покрышками выступают самотлорская и урьевская пачки. Встречаются в основном ловушки литологического и структурно-литологического типов. Верхневаланжинский НГК представлен алевроито-песчаными пластами БС10-14, которые по своему генезису относятся к переходно-морским (дельтовым) и канальным (аллювиальным). Коллекторы сложены полимиктовыми песчаниками, крупнозернистыми алевроитами с глинистым, слабо карбонатным цементом.

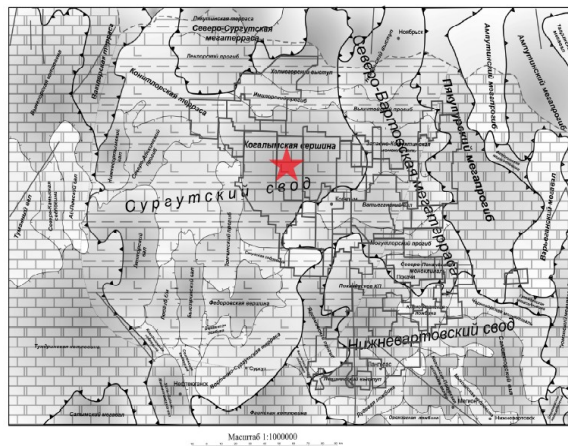


Рис. 1 Тектоническая карта участка Западно-Сибирской плиты

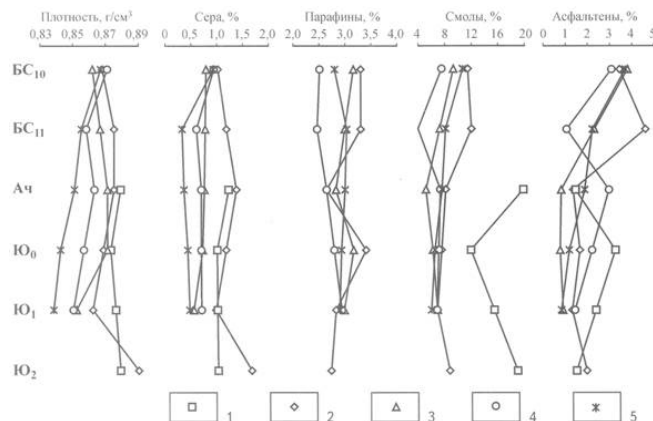


Рис. 2 Физико-химические свойства юрских и нижнемеловых нефтей Сургутского свода (Месторождение: 1 – Южно-Когалымское, 2 – Тевлинско-Русскинское, 3 – Северо-Кочевское, 4 – Когалымское, 5 – Южно-Ягунское)

Согласно исследования проб пластовой нефти данного месторождения (рис. 2), плотность нефти составляет 0,83-0,90 кг/м³, концентрация серы – 1-2 %, содержание асфальто-смолистых компонентов – 5-15 %.

В связи с отмеченными особенностями разработка данного месторождения будет осложняться добычей нефти высокой вязкости, что в свою очередь добавляет ещё больше трудностей при ухудшении коллекторских свойств продуктивных пластов. В связи с этим, литологически экранированные залежи ещё сложнее вовлечь в работу. Для решения данной проблемы на данном месторождении широко применяется многостадийный гидроразрыв пласта в новопробуренных горизонтальных скважинах и боковых стволах.

С 1993 по 2019 годы было проведено 3549 ГРП в скважинах с продуктивными пластами БС10, БС11 и Ю1 (таблица).

Таблица

Сравнение характеристик дизайна ГРП на пластах БС10, БС11 и Ю1

| | БС10 | БС11 | Ю1 |
|---|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| Количество скважин с ГРП | 2007 | 599 | 943 |
| Жидкость ГРП | вода (в 83 % случаев) | вода (в 90 % случаев) | вода (в 97 % случаев) |
| Фракция пропанта (наиболее часто) | 20/40 | 20/40 | 16/20 |
| Средний объем пропанта, т | 34,2 | 34,4 | 34,1 |
| Средний объем пропанта в пласт, т | 33,3 | 33,5 | 33,3 |
| Средний расход, м ³ /ч | 3,3 | 3,2 | 3,3 |
| Средняя концентрация смеси, кг/м ³ | 972 | 974 | 972 |

Часто используется смесь из нескольких фракций пропанта (до трёх). Дополнительно с целью увеличения эффективности ГРП осуществляется предварительная кислотная обработка.

Согласно анализу миниГРП, проведённых на данных скважинах, фактическая эффективность жидкости ГРП меньше запланированной по дизайну в среднем на 12 %. Среднее значение общих потерь на трение составляет 211,6 атм. Действительный градиент напряжений в песчаники в среднем на 0,0078 атм/м меньше запланированного по дизайну. «Стоп» происходит в основном из-за низкого качества перфорации скважины и отсутствия гидродинамической связи с пластом.

На рис. 3 представлены применяемые технологии и их доли (в процентах) от общего числа проведённых ГРП.

Число проведённых ГРП на одной скважине может доходить до 8 раз (рис. 4).

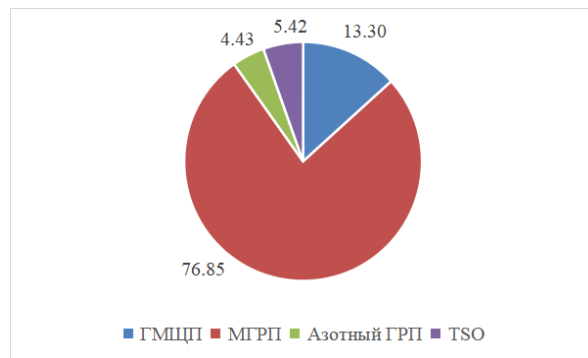


Рис. 3 Процентное соотношение применяемых технологий ГРП на пластах БС10, БС11 и Ю1

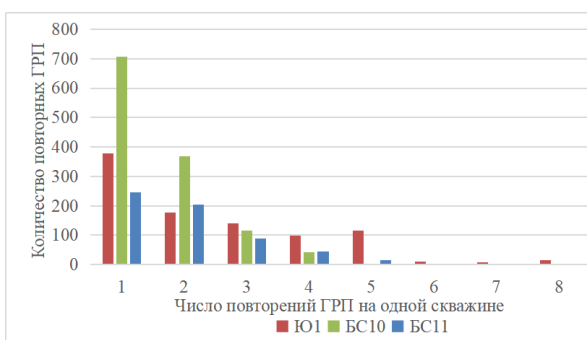


Рис. 4 Повторное применение ГРП на пластах БС10, БС11 и Ю1

Исходя из проанализированных данных, основные характеристики дизайна ГРП для пластов БС10, БС11 и Ю1 крайне схожи за исключением предпочтительных фракций пропанта. Все перечисленные пласты являются сложными объектами для разработки, но именно пласт Ю1 можно отметить как наиболее трудно разрабатываемый, что выражается в необходимости проведения большего количества повторных ГРП.

Литература

1. Геология нефти и газа Когалымского региона: учебное пособие / К.Г. Скачек, Л.В. Саратинян – Тюмень: ТюмГНГУ, 2013. – 136 с.
2. Состав нефтей северных районов Сургутского свода / А.А. Потрясов, К.Г. Скачек, Н.И. Ларичев – Геология нефти и газа. – 2004. – № 4. – С.23–26.

**АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОБЪЕКТОВ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ. СОСТАВЛЕНИЕ СТРАТЕГИИ РАЗРАБОТКИ
ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ И ЕЕ ДАЛЬНЕЙШЕЕ ПРИМЕНЕНИЕ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ
ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

В.С. Горбачев

Научный руководитель - профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время нефтегазовые компании сталкиваются с ежегодным истощением ресурсной базы верхнеюрских и нижнемеловых отложений. В связи с этим, одной из наиболее актуальных задач является извлечение нефти из палеозойских отложений. Интерес к формированию в них месторождений не ослабевал с момента начала активной разработки основного юрско-мелового нефтегазоносного этажа в пределах крупнейшего Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. Существует большое количество неразрабатываемых мелких месторождений с низкой степенью изученности, которые в дальнейшем могут стать перспективной возможностью прироста добычи нефти [1]. Однако большинство палеозойских отложений можно отнести к трудноизвлекаемым запасам, успешное извлечение которых зависит от решения ряда вопросов [2]:

- создание рабочей трехмерной модели объектов;
- выбор рационального размещения скважин;
- определение оптимального режима эксплуатации скважин с учетом особенности месторождений;
- обоснование способов заканчивания и типов скважин;
- целесообразность планирования различных геолого-технических мероприятий (ГТМ).

В данной работе рассматривается анализ ГТМ по палеозойским отложениям месторождений Томской области. Рассматриваются два объекта эксплуатации: пласт М коры выветривания и пласт М₁ коренной палеозой [3]. Сравнение пластов представлено в таблице 1.

Таблица 1

Сравнение пластов коры выветривания с коренным палеозоем

| | |
|-----------------------------|---|
| Кора выветривания (пласт М) | Коренной палеозой (пласт М ₁) |
| Кремнистые отложения (Si) | Карбонатные отложения (Ca) |
| Поровый коллектор | Трещиноватый коллектор |
| Низкая проницаемость | Высокая проницаемость трещин |
| Блоковое строение | Большая мощность коллектора |

Выделение коренного палеозоя от коры выветривания осуществляется по аномально высоким значениям сопротивления. Несмотря на различное геологическое строение и различия фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) месторождений, мероприятия рассматривались в совокупности по объекту М и по объекту М₁. С целью выбора оптимальных ГТМ и технологических решений для дальнейшего применения на палеозойских отложениях был проведен анализ выполненных технологических решений, применяемых на месторождениях. В ходе работы успешными принимаются ГТМ, которые дали увеличение дебита, и срок работы составил более 6 месяцев с момента реализации мероприятия. Для оценки экономического эффекта была создана аналитическая модель, в которой заданы следующие условия:

- добыча нефти велась непрерывно;
- значения дебитов достраивались учетом коэффициента падения базового дебита;
- остановочный дебит Q= 0,5 т/сут;
- экономическая эффективность оценивалась по нормативам текущего периода.

Всего было рассмотрено 51 ГТМ, все анализируемые скважины наклонно-направленные (ННС). Результаты оценки приведены в таблице 2.

Таблица 2

Результаты анализа ГТМ по месторождениям Томской области

| Тип ГТМ | Количество | | Экономически эффективные ГТМ | |
|------------------------------|------------|----------------|------------------------------|----------------|
| | М | М ₁ | М | М ₁ |
| Ввод новых скважин | 7 | 11 | 1 | 4 |
| Зарезки боковых стволов | 1 | 4 | 0 | 3 |
| Ремонтные работы | 2 | 5 | 0 | 3 |
| Дополнительная перфорация | 2 | 4 | 1 | 4 |
| Гидравлический разрыв пласта | 4 | 1 | 4 | 1 |
| Вывод из бездействия | 2 | 3 | 0 | 3 |
| Переводы и приобщения | 3 | 2 | 3 | 2 |
| Итого | 21 | 30 | 9 | 20 |

После оценки результатов расчетов, было определено, что не все успешные ГТМ являются экономически эффективными по следующим причинам: низкий стартовый дебит, высокие расходы на проведение мероприятия. Наиболее высокие дебиты были получены в результате ввода новых скважин, зарезки боковых стволов и различных ремонтных работ. Для всех видов ГТМ наиболее продуктивным является пласт М1 по сравнению с пластом М. Для пласта М характерны низкие стартовые дебиты без интенсификации, наиболее эффективный ГТМ – гидроразрыв пласта (ГРП). По результатам экономического анализа бурение ННС без ГРП для большинства месторождений не является эффективным. К основным причинам неудачных скважин можно отнести низкие значения ФЕС пласта, попадание в водонасыщенную зону или приразломную зону локального ухудшения ФЕС. На рисунке 1 представлено распределение стартовых дебитов при бурении ННС.

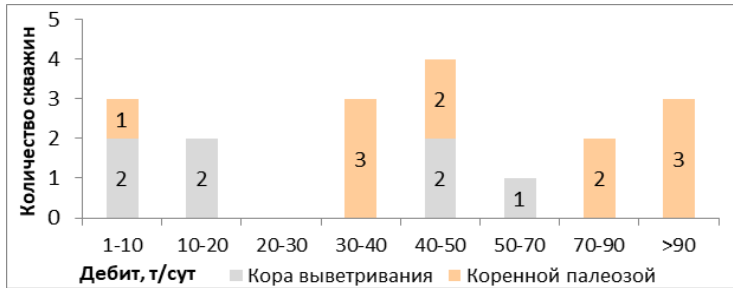


Рис. 1 Распределение стартовых дебитов ННС

При проектировании разработки необходимо рассматривать дополнительные виды ГТМ: бурение горизонтальных скважин (ГС), горизонтальных скважин с многостадийными гидроразрывами пласта (ГС с МГРП). Конструкция ГС с МГРП позволяеткратно увеличить площадь дренирования запасов и соответственно продуктивность по сравнению с ННС. Было выполнено 3D-моделирование на адаптированной модели в заданных реальных условиях одного из месторождений. Получены

прогнозные показатели работы скважин и по ним была оценена экономическая эффективность в аналитической модели. На рисунке 2 показано распределение стартовых дебитов ГС и ГС с МГРП.

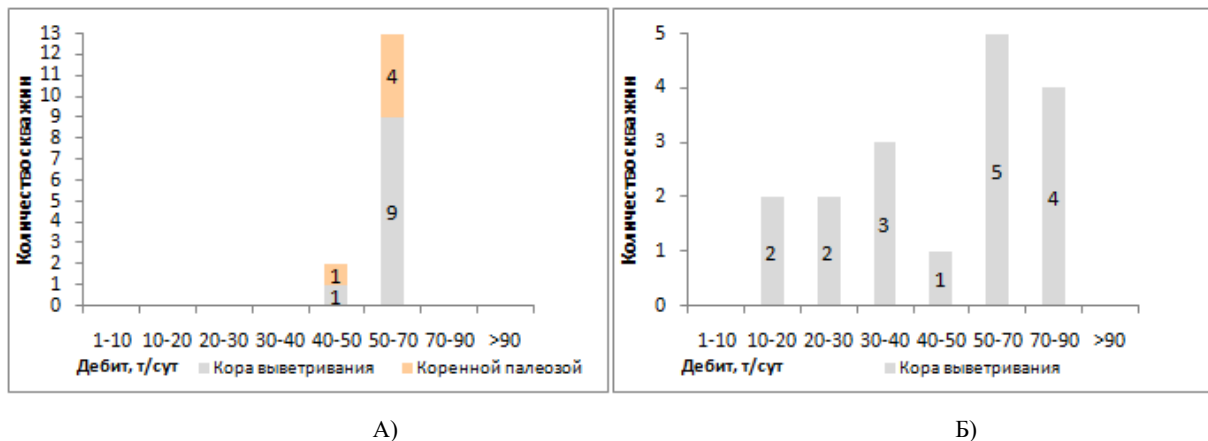


Рис.2 Распределение стартовых дебитов ГС (А) и ГС с МГРП (Б)

Анализ расчетов показал, что все прогнозные скважины экономически эффективные. При использовании горизонтальных скважин можно добиться увеличения дебита на 23% по сравнению с наклонно-направленными. Метод бурения горизонтальных скважин с многостадийными гидроразрывами пласта позволяет добиться увеличения дебита почти в 2 раза относительно дебита наклонно-направленных скважин на продуктивном пласте М. Данная технология является наиболее предпочтительной при разработке отложений, относящихся к коре выветривания. Таким образом, бурение ГС и ГС с МГРП могут стать одними из самых востребованных способов заканчивания продуктивных горизонтов палеозойских отложений в ближайшем времени.

Литература

1. Елкин Е.А., Краснов В.И., Бахарев Н.К. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Палеозой Западной Сибири. – Новосибирск, 2015. – 163 с.
2. Клещев К.А., Шейн В.С. Перспективы нефтегазоносности фундамента Западной Сибири. – М.: ВНИГНИ, 2014. – 214 с.
3. Ковешников А.Е., Недолико Н.М. Коры выветривания доюрских отложений Западно-Сибирской геосинеклизы // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т. 320. – № 1. – С. 77–81.
4. Стасова О.Ф., Ларичев А.И., Ларичкина Н.И. Типы нефтей юрских резервуаров юго-восточной части Западно-Сибирской плиты // Геология нефти и газа. 1998. – № 7. – С. 4–12.

**ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ МИКРОБИОЛОГИЧЕСКОГО УВЕЛИЧЕНИЯ
НЕФТЕОТДАЧИ**

Д. А. Городилов

Научный руководитель - доцент М.В. Мищенко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Эффективность извлечения нефти из пластов во всех странах, добывающих нефть, считается неудовлетворительной. Потребление нефтепродуктов в мире из года в год только растет. Средняя коэффициент извлечения нефти из пластов по разным странам и регионам составляет примерно от 20 до 40 %.

Из числа наиболее интересных и активно развивающихся методов увеличения нефтеотдачи хотелось выделить микробиологический метод. Микробиологическое увеличение нефтеотдачи заключается во внутрипластовом биосинтезе углекислоты и промежуточных продуктов, которые обладают свойствами, способными вытеснять нефть. Это различные биоПАВы, полисахариды, органические кислоты, спирты и альдегиды. Продукты внутрипластового биосинтеза уменьшают вязкость нефти и межфазное натяжение на границе раздела нефть/порода и нефть/вода. В добавок к этому они могут помочь восстановлению проницаемости. Микробиологическая технология воздействует на неподвижную и неизвлекаемую нефть. Она становится подвижной и выносятся к добывающим скважинам, что в свою очередь приводит к увеличению добычи нефти. При этом принято различать микробиологические методы на мелассную технологию воздействия и технологию активации внутрипластовой микрофлоры [3].

Мелассная технология основана на внедрении в пласт бактерий, которые способны сбраживать мелассу с образованием метана и углекислоты. Технология активации пластовой микрофлоры состоит в циклической закачке неорганической питательной среды и культуры микроорганизмов в продуктивный пласт. Это вызывает увеличение количества нефтеокисляющих бактерий в пласте.

В качестве примера можно рассмотреть проект «Glori Energy» в Канаде. В марте 2013 г. была проведена закачка по технологии AERO на месторождении на юге Альберты. Согласно данным исследований этого месторождения средняя пористость составляет 23 %, а проницаемость – 1,382 мД. Залежь вскрыта 3 нагнетательными скважинами и 6 добывающими. В самом начале проекта дебит нефти постепенно падал на 34 % в год. Спустя 7 месяцев начался рост дебита нефти, хотя 1 добывающая скважина была закрыта по технологическим причинам (рис.1) [4].

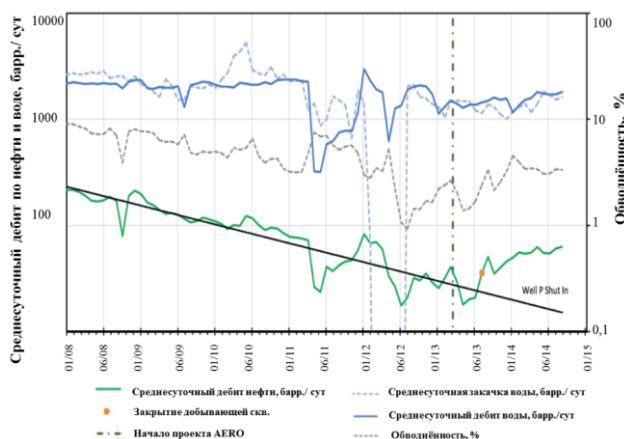


Рис. 1 Результаты опытно-промышленных испытаний технологии AERO на месторождении в Альберте, Канада

Данный эффект продолжался на протяжении года. К сентябрю 2014 г. дебит нефти вырос до 63 барр./сут., что больше проектного на 48 барр./сут. Благодаря использованию технологии AERO дополнительная добыча нефти составила 13,5 тыс. барр. нефти.

Среди отечественных микробиологических методов особенно выделим мелассную технологию воздействия в Республике Татарстан. Опытные-промышленные испытания по закачке мелассы проводились в 1992-1994 гг. на башкирских отложениях среднего карбона 302 залежи Ромашкинского месторождения. Технология базировалась на циклической закачке в пласт мелассы и бактерий *Clostridium tyrobutylicum*. За весь период с 1992 по 1994 г. на данном участке было закачено 1053 т мелассы. Дополнительная добыча нефти на 1 января 1996 г. составила 4806 т. На каждую тонну закаченной мелассы приходилось 4,58 тонны дополнительно добытой нефти [2].

На сегодняшний день в Татарстане используется технология микробиологических воздействий, которая основана на закачке в пласт углеводородокисляющих бактерий, источника кислорода и минеральных элементов. С 2013 г. была введена в действие технология комбинированного микробиологического воздействия. Условия применения данной технологии представляют особые преимущества. Она реализуется на нагнетательных скважинах, которые находятся не только под закачкой пресных, но также минерализованных вод с минерализацией их до 150 г/л ($t_{\text{пласта}} \leq 45 \text{ }^\circ\text{C}$). Объектом разработки являются терригенные пласты с высокой обводненностью, неоднородные по проницаемости и находящиеся под длительным заводнением.

Компания «Татнефть» провела анализ применения микробиологических методов на примере конкретных участков заводнения. На объектах нефтегазодобывающих управлений с 2008 по 2015 гг. было проведено более

70 закачек по технологии микробиологического воздействия. Дополнительная добыча нефти за этот период составила порядка 170 тыс. т. нефти. Если не учитывать подготовительные работы, затраты на проведение одной обработки в среднем составляют около 300 тыс. руб. Эффективность технологии продолжается 15-20 месяцев. На данный момент на многих участках, подверженных воздействию, положительный продолжается. По состоянию на 01 апреля 2015 г. технология микробиологического воздействия реализована на нагнетательных скважинах в шести НГДУ: «Елховнефть», «Прикамнефть», «Ленингорскнефть», «Джалильнефть», «Ямашнефть» и «Азнакаевскнефть».

Эффективность технологии рассмотрена на примере участка заводнения нагнетательной скважины №2138 Ново-Елховской площади НГДУ «Елховнефть» (рис.2). Участок состоит из трех добывающих скважин (757, 801, 2140), которые связаны с нагнетательной по пашийскому горизонту.

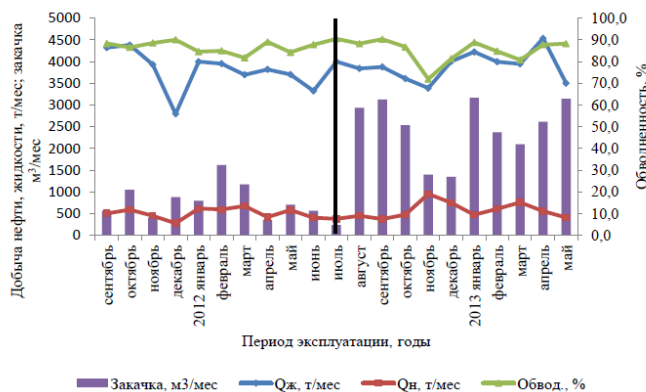


Рис.2 Динамика добычи нефти на участке нагнетательной скважины №2138

К началу проведения обработок дебит по нефти составлял порядка 4,5 т/сут, по жидкости – 46,5 т/сут, обводненность составляла 90%. В нагнетательную скв. 2138 закачка раствора по технологии микробиологического воздействия была проведена в июле 2012 года. Проанализировав работу участка до и после микробиологической обработки можно сделать вывод о том, что добывающие скважины отреагировали существенным ростом дебита нефти. На 1 октября 2013 года текущий дебит нефти по участку вырос на 2,4 т/сут и составил 6,9 т/сут. Дополнительная добыча нефти с начала воздействия в 2012 году и до апреля 2015 года, по данным ТатАСУнефть, составила 5211 т нефти.

В ходе анализа была проведена оценка экономической эффективности данной технологии (по состоянию на 1 апреля 2015 г) [1]. Из результатов следует, что за весь период воздействия был получен экономический эффект – почти 29,5 миллионов рублей.

Таблица

Результаты оценки экономической эффективности микробиологического воздействия на участке скв.2138

| Показатель | Значение |
|---|--------------|
| Дополнительная добыча нефти, т | 5211 |
| Цена реализации (без налогов) руб/т | 23089,46 |
| Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ), руб/т | 9203,33 |
| Налог на прибыль от реализации нефти, руб/т | 1411,41 |
| Затраты на внедрение технологии, тыс. руб | 300 |
| Затраты на добычу нефти, руб/т | 6771,5 |
| Экономический эффект | 29 419 469,5 |

Таким образом, опыт применения технологии микробиологического воздействия говорит о низких затратах на реализацию данного проекта увеличения нефтеотдачи, экологической безопасности метода и показывает самое главное – его высокую технологическую эффективность.

Обобщение некоторых отечественных и зарубежных литературных данных, а также результаты проведенного анализа позволяют рекомендовать проведение опытно-промышленных испытаний микробиологического воздействия для других месторождений России, находящихся на поздней стадии разработки или обладающих плохими коллекторскими свойствами, такими как: низкая проницаемость, низкая мера гидрофильности и другие.

Литература

1. Желнова К.В. Методика оценки эффективности инвестиционного проекта при разных временных условиях инвестирования. В сборнике: Экономика, финансы и менеджмент: тенденции и перспективы развития. 2015. – С. 50–57.
2. Увеличение нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений. Теория. Методы. Практика / Р.Р. Ибатуллин, Н.Г. Ибрагимов, Ш.Ф. Тахаутдинов, Р.С. Хисамов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2004. – 292 с.
3. Chang Hong Gao, Abdulrazag Zekri, Khaled El-Tarabily. Microbes enhance oil recovery through various mechanisms // Oil and Gas Journal. – 2009. – № 17 – August. – P. 39–43.
4. New Microbial Method Shows Promise in EOR / G.D. Havemann, B.G. Clement, K.M. Kozicki, T. Meling, J. Beeder, E. Sunde // JPT – 2015. – March. – P. 32–35.

МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ПОДГОТОВКИ ГАЗА ПО ТЕХНОЛОГИИ СЕПАРАЦИИ

В.Ю. Гришаев

Научный руководитель - профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Низкотемпературные технологические процессы применяются главным образом обработки природных газов газоконденсатных месторождений с целью оновременной осушки и извлечения целевых компонентов – тяжёлых углеводородов и инертных газов при наличии их заметных количеств.

В статье рассмотрены вопросы модернизации по совершенствованию процесса низкотемпературной сепарации газа. Используемая при этом конструкция сепаратора обеспечивает эффективную очистку газа при производительности до 208 тыс. м³/час. в диапазоне изменения давления 5,5 – 7,5 МПа. В целях совершенствования эффективной очистки газа при повышенной производительности или снижении рабочего давления ниже 5,5 МПа предложена модернизация сепаратора С-2. При этом у входа газа в аппарат устанавливается новый узел входа газа, обеспечивающий предварительный съём жидкости и последующую коагуляцию мелкодисперсного аэрозоля.

Одним из актуальных вопросов промышленной подготовки газа и газового конденсата в условиях постоянно снижающегося давления является поддержание достигнутого уровня добычи газа и газового конденсата. При этом необходимым условием остаётся обеспечение кондиций газа при минимальных потерях углеводородов и минимальных затратах материально-технических ресурсов.

На КГПГ низкотемпературная сепарация газа осуществляется с применением дроссельного эффекта Джоуля-Томсона перед входом в низкотемпературные сепараторы [1,3].

Низкотемпературный сепаратор серийной конструкции, установленный на УКПГ представляет собой вертикальный цилиндрический аппарат Д 2400, внутри которого на входе установлен коагулятор – 1 мелкодисперсного аэрозоля, служащий для укрупнения капель, и сетчатый отбойник перед штуцером входа газа: уровень жидкости защищён от вторичного уноса просечно-вытяжным листом – 3. Данная конструкция обеспечивает эффективную очистку газа при производительности до 208 т

тыс м³/час. в диапазоне изменения давления 5,5 – 7,5 МПа. При снижении рабочего давления ниже расчётного или увеличении производительности данная конструкция не обеспечивает качественной очистки газа, потери конденсата существенно увеличиваются. В целях совершенствования эффективной очистки газа при повышенной производительности или снижении рабочего давления ниже 5,5 МПа необходима модернизация сепаратора С – 2.

Так, например, на данный момент потери конденсата в среднем во всех 3 сепараторах УКПГ Култак составляют 5 г/м³.

Так как давление на входе УКПГ уже меньше, чем 5,5 МПа, то вопрос модернизации становится определяющим в дальнейшей качественной подготовке газа и извлечения конденсата.

Для совершенствования процесса НТС мной предложена модернизация серийного сепаратора на базе новых центробежных сепарационных элементов с рециркуляцией газа (на примере месторождения Култак (рис.)).

Суть усовершенствования системы установки газа по технологии сепарации заключается в следующем. В сепараторе у входа газа в аппарат, устанавливается новый узел входа газа, обеспечивающий предварительный съём жидкости и последующую коагуляцию мелкодисперсного аэрозоля. Вместо сетчатого отбойника смонтируется тарелка с сепарационными элементами ГПР 515.00.000 в количестве 43 шт.

Под сепарационной тарелкой, на расстоянии 600 мм от неё, смонтируется ситчатая тарелка. Для подачи конденсата на ситчатую тарелку смонтируется труба. Каждая из тарелок оснащается трубами для слива конденсата в сборник жидкости; над уровнем вместо просечного листа смонтируется защитный лист.

В установке сепаратора монтируется узел впрыска, установка системы подготовки газа будет работать следующим образом. Газожидкостный поток попадает на узел входа, где происходит разделение газа от механических примесей. Предварительно очищенный газ поступает на коагулятор, где происходит укрупнение мелких капель жидкости.

Газ вместе с укрупненными каплями жидкости поступает в установку системы подготовки газа в тангенциальном направлении. За счёт вращения в полости аппарата часть капель жидкости переносится на стенку аппарата и стекает в сборник жидкости. Газожидкостный поток, уже с меньшим содержанием жидкости, поступает на ситчатую тарелку. Для улучшения контактирования предварительно очищенного газа на ситчатую тарелку подается конденсат в заданном количестве. Ситчатая тарелка работает в режиме барботажа, поэтому часть конденсата попадает на сепарационную тарелку, где происходит очистка газа. При работе в «сухом» режиме (без подачи конденсата) ситчатая тарелка выполняет роль распределителя, что для сепаратора не является обязательным. Отсепарированный в центробежных элементах конденсат, а также конденсат с ситчатой тарелки, по сливным трубам попадает в сборник жидкости, откуда выводится на дальнейшую обработку.

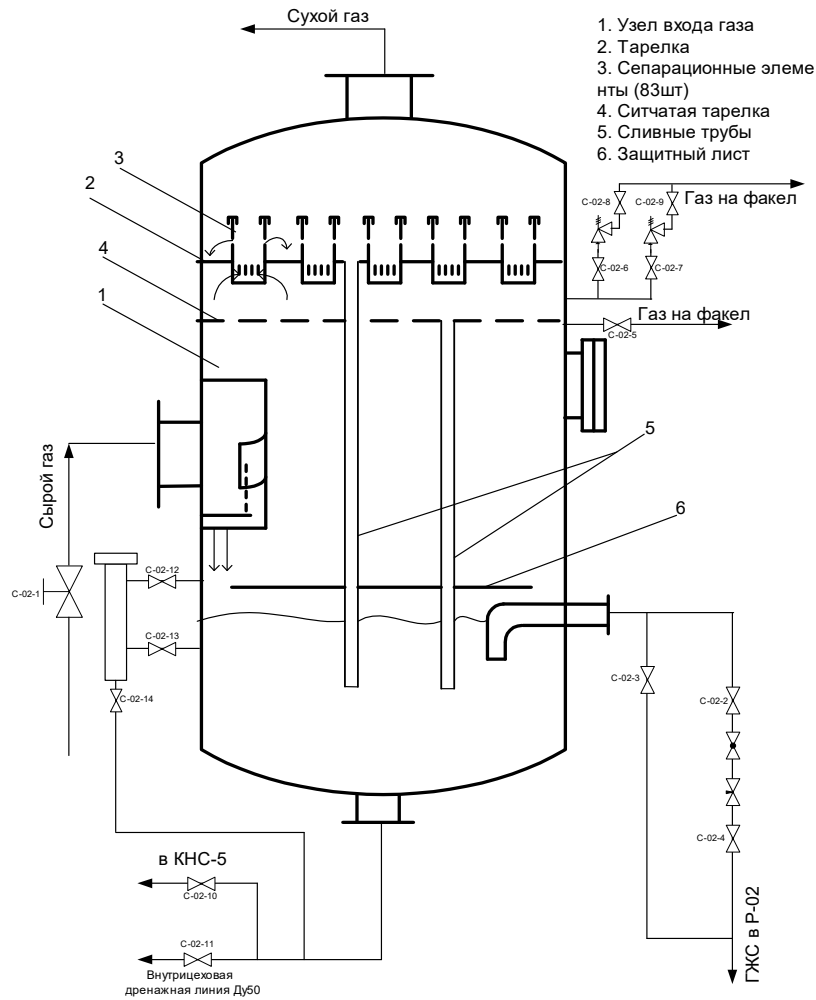


Рис. Сепаратор С – 2

Таблица

Результаты технологического расчёта сепаратора ГП-669.05.01

| Параметр | Значение |
|---|----------|
| Количество сепарационных элементов $n_{сэ}$, шт. | 43 |
| Площадь сепарационных элементов $F_{сэ}$, м ² | 0,330 |
| Критическая скорость газа $W_{кпр}$, м/с | 2,05 |
| Объём сборника жидкости $V_{жс}$, м ³ | 3,052 |
| Полное гидравлическое сопротивление аппарата ΔP , МПа | 0,0303 |

Данная конструкция обеспечивает максимальную эффективную производительность сепаратора.

Впрыск конденсата, осуществляемый в процессе испытаний в трубопровод перед С – 2, не снижает эту величину производительности.

Литература

1. Акрамов Б.Ш. Инновационная технология разработки нефтегазовых залежей // Наука, техника и образование». – 2019. – № 1 (54). – С. 37–40.
2. Акрамов Б.Ш., Умедов Ш.Х., Хаитов О.Г., Нуриддинов Ж.Ф., Мирзакулова М.Н. Использование промысловых данных для определения запасов нефти залежей, разрабатываемых при водонапорном режиме // Проблемы современной науки и образования. – 2019. – № 10 (143). – С. 15 –18.
3. Бекиров Т.М. Сбор и подготовка к транспорту природных газов. М.: Недрa, 1986. – 260 с.

ТЕПЛОВЫЕ МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

В.И. Денисов

Научный руководитель - старший преподаватель Н.Э. Пулькина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время в развитии нефтяной промышленности России наблюдается ухудшение структуры нефтяных запасов, выражающееся следующими особенностями: залежи углеводородов характеризуются содержанием нефти высокой вязкости, сами же коллекторы имеют низкую проницаемость вследствие уменьшения емкости трещин, каверн и каналов, по которым происходит фильтрация пластового флюида, кроме этого имеют место быть проблемы, связанные со строением фильтрационно-емкостной системы коллекторов.

Нагнетание в пласт агента, предварительно доведенного до высокой температуры, позволяет: снизить вязкость пластового флюида, что повышает его подвижность; увеличить гидрофильные свойства среды, в результате чего повышается коэффициент извлечения нефти за счет извлечения остаточной нефти и доотмыва нефти с породы. Довольно часто предприятия при составлении проекта разработки отказываются от варианта проведения теплового воздействия в пользу закачки воды или режима истощения. Чтобы сделать исследование более наглядным и со ссылками на реальные ситуации, в данной работе будет рассмотрен случай, когда Компания, составлявшая технико-экономическое обоснование для месторождения X, предложила, как вариант разработки применение тепловых методов, но в итоге отказалась от этой идеи.

Предмет исследования – анализ мероприятий по проведению и подготовке тепловых методов с технической и экономической точки зрения на примере месторождения X и месторождений-аналогов.

В настоящей работе были рассмотрены или приведены для анализа следующие методы теплового воздействия: ВГВ – воздействие горячей водой; ПТВ – паротепловое воздействие; ТПВ – теплополимерное воздействие; ВГ – внутрислоевого горение; ВВГ – влажное внутрислоевого горение; ИДТВ – импульсно-дозированное тепловое воздействие; ИДТВ (П) – импульсно-дозированное тепловое воздействие с паузой; ТЦВП – теплоциклическое воздействие на пласт; ПТОС – паротепловая обработка скважин.

Перед подбор месторождений-аналогов также был проведен анализ, в ходе которого были выявлены пласты на месторождении X, показатели которых говорили о возможности применения на них теплового воздействия. Были выделены 4 месторождения-аналога, характеристики которых представлены в таблице 1. В данной таблице в процентах приведён показатель, характеризующий разницу между месторождением-аналогом и месторождением X.

Таблица 1

Характеристики месторождений-аналогов и их сравнение относительно месторождения X

| Параметр | Месторождения-аналоги | | | |
|---------------------------|---|--------------------------------|---------------------|----------------------------------|
| | 1 | 2 | 3 | 4 |
| Тип коллектора | карбонатный | трещиновато-поровый | карбонатный | трещинно-кавернозно-поровый |
| Средняя глубина залегания | 1150 м +5,5 % | 1500 м +37,6 % | 840 м -22,9 % | 1260 м +15,6 % |
| Вязкость нефти | до 200 мПа с +75,9 % | 78 мПа с +37,2 % | 93 мПа с +63,6 % | * 710 мПа с +1 148,9 % |
| Плотность нефти | 0,906 г/см ³ -0,4 % | 0,91 г/см ³ +0 % | н.д. | 0,93 г/см ³ +2,2 % |
| Средняя нефтенасыщенность | 84% +80,3 % | 88% +88,8 % | н.д. | н.д. |
| Пластовая температура | 28°C -30,9 % | 32°C -21,0 % | 22°C -45,7 % | н.д. |
| нефтенасыщенная толщина | 22,9 м +158,8 % | 36 м +306,8 % | 9,5 м +7,3 % | н.д. |
| Пористость | 18% -39,3 % | 16,4% -44,8 % | н.д. | 20% -32,6 % |
| Применяемые технологии ** | ВГВ, ПТВ, ВГ, ИДТВ, ИДТВ(П), ТЦВП | ТПВ, ТПВ, ППД | ППД, ВВГ, СКО | ВГВ, ПТВ, ПТОС |

Примечание: н.д. – нет данных; * – значительное отличие вязкости позволяет при остальных относительно схожих параметрах дать оценку эффективности тепловых методов в условиях хуже, чем на месторождении X; ** – полное название аббревиатур было приведено выше.

Эффективность технологий:

Месторождение-аналог 1: Наблюдается превышение прогнозного коэффициента извлечения нефти над утверждённым.

Месторождение-аналог 2: Промысловые данные показывают высокую эффективность применения термополимерного метода. Текущая нефтеотдача на участке теплополимерного воздействия превысила утверждённую.

Месторождение-аналог 3: Технология влажного внутрислоевого горения не дала положительного результата, однако при анализе данных отделом проектирования разработки было рекомендовано воздействие электрическими и индукционными нагревателями.

Месторождение-аналог 4: Дополнительная добыча от закачки пара за период воздействия составила почти 25%. Выполнено около 300 паротепловых обработок со средним приростом 13,4 т/сут.

Таким образом, на месторождениях-аналогах тепловые методы либо активно применяются и дают прирост дебита, либо рекомендованы к внедрению. Однако, прирост дебита не означает, что мероприятие окупилось, поэтому далее будут приведены расчеты экономической эффективности проведения воздействия горячей водой на месторождении-аналоге 4 на участке 1.

При проведении воздействия горячей водой использовались стационарные и полустационарные котельные установки. В рамках работы была проведена оценка их эффективности. В ходе которой выяснилось, что для расчетов наиболее рационально будет взять установку KSK SGB-H-12 500 с суммарными затратами – 90,8 млн. руб. Капитальные затраты для этой установки равны 22,5 млн. руб. Далее был проведен расчет налога на добычу полезных ископаемых, который составил 181,6 млн. руб.

Таблица 2

Выдержка из итоговой таблицы по обоснованию экономической эффективности

| Показатели | 13-й год | 14-й год | 15-й год |
|---|-------------|-------------|-------------|
| Прирост добычи нефти, тыс. тонн | 21,30250429 | 20,75525951 | 20,22207302 |
| Прирост выручки от реализации, тыс. руб. | 500798,6177 | 487933,4903 | 475398,858 |
| Текущие затраты, тыс. руб. | 31628,12636 | 30815,62437 | 30023,99492 |
| Прирост прибыли, тыс. руб. | 321356,9214 | 309304,296 | 297561,2932 |
| Прирост суммы налоговых выплат, тыс. руб. | 64271,38429 | 61860,85921 | 59512,25864 |
| Денежный поток, тыс. руб. | 257085,5372 | 247443,4368 | 238049,0346 |
| Поток денежной наличности, тыс. руб. | 257085,5372 | 247443,4368 | 238049,0346 |
| НПДН, тыс. руб. | 4193813,273 | 4441256,709 | 4679305,744 |
| ДПДН, тыс. руб. | 56119,15108 | 48046,94797 | 41116,17541 |
| Чистая текущая стоимость, тыс. руб. | 2145159,416 | 2193206,364 | 2234322,54 |

Индекса прибыльности оказался равен 1,265, а срок окупаемости проекта составил 11,86 лет. NPV мероприятия (в рамках данной задачи рассматривается как чистая текущая стоимость) – 2,36 млрд. рублей. В то же время чистая прибыль мероприятия за 1ый год составила 460,6 млн. рублей. Всё это говорит об экономической эффективности проведённого мероприятия.

В итоге, по наличию подходящих для теплового воздействия пластов и эффективности использования тепловых методов на месторождениях-аналогах можно сделать заключение о возможности осуществления технологии на месторождении X.

Проведено сопоставление месторождения X с четырьмя месторождениями-аналогами; проведён анализ результативности применения тепловых методов на месторождениях-аналогах;

Представлена экономическая эффективность воздействия горячей водой на месторождении-аналоге 4: выполнено сравнение котельных установок 3-ёх типов на основе их производительности и экономической эффективности; рассчитаны основные показатели технико-экономической эффективности применения тепловых методов увеличения нефтеотдачи.

Литература

1. Совершенствование тепловых методов разработки месторождений высоковязких нефтей / Под ред. В. И. Кудинова. – М.: – Нефть и газ, 1996. – 284 с.
2. Температурные режимы работающих скважин и тепловые методы добычи нефти / Под ред. Б. М. Сучкова. – Ижевск.: – РХД, 2007. – 406 с.
3. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов / Под ред. В.Ю. Филановского и Э.Э. Шпильрайна. – М.: – Недра, 1988. – 422 с.

МЕТОДЫ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГРП ПРИ НЕДОСТАТКЕ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

А.В. Дмитриев

Научный руководитель - профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В данной работе представлена методика оценки качества проведения работ ГРП, которая позволяет провести этот анализ при некорректных исходных данных или полном их отсутствии. Предложенный метод позволяет это сделать как для скважин переходящего фонда, так и по новым скважинам без проведения дорогостоящих исследований, требующих полной остановки скважин.

На сегодняшний день гидроразрыв скважины (ГРП) является основной операцией по интенсификации добычи нефти. Традиционно для проведения ГРП приглашаются сервисные компании (Подрядчик), предоставляющие данную услугу. Качество проведения работы оценивается как достижением фактического скина проектного, а, следовательно, и эффективность работы подрядчика. Определить значение фактического скина можно используя коэффициенты продуктивности до и после операции (1, 2):

$$PI_{до} = \frac{kh}{18.41B\mu[\ln(r_e/r_w) - 3/4]}, \quad PI_{после} = \frac{kh}{18.41B\mu[\ln(r_e/r_w) - 3/4 + S]}; \quad (1)$$

$$S_{факт} = \left(\frac{PI_{до}}{PI_{после}} - 1 \right) (\ln(r_e/r_w) - 3/4) \cdot (2)$$

После чего можно сравнить проектные и фактические скины, и оценить эффективность Подрядчиков. На рисунке 1 представлены результаты сравнения подрядчиков по скважинам переходящего фонда.



Рис. 1 Эффективности проведения ГРП по переходящему фонду

Как видно по графику средняя эффективность не превышает 90 %. Но кроме переходящего фонда так же ГРП проводятся и на новых скважинах. Очевидно, при анализе использовать формулы (1,2) невозможно, поскольку просто не известен коэффициент продуктивности до ГРП. Существует несколько путей решения данной проблемы:

1. освоить все новые скважины до проведения ГРП;
2. проводить специальные исследования для выявления параметров трещины.

Но предложенные методы приводят к значительным затратам и потерям добычи. Для решения данной проблемы разработана методика оценки эффективности проведения ГРП при недостатке исходных данных. В его основе лежит принцип оценки риска или влияние тех параметров, значение которых невозможно определить точно, а можно задать их интервалы. Причем так же возможно экспертным путем задать их вероятностные функции. После чего при помощи метода Монте-Карло генерируется функция распределения исходного параметра, на основе которой по фактическому значению можно сказать вероятности его выпадения, а, следовательно, и оценить успешность значения.

Как известно дебит скважины равен

$$q = \frac{kh(P_{пл} - P_{заб})}{18.41B\mu[\ln(r_e/r_w) - 3/4 + S]} \quad (3)$$

для новых скважин с ГРП, основным неизвестным параметром является проницаемость – k . Остальные значения можно определить довольно точно. Так же неизвестным является скин – S , который хотели бы оценить. В свою очередь скин зависит от 3 параметров самой трещины и проницаемости пласта (1).

По каждому из параметров задается ее вероятностная функция распределения, опираясь на данные дизайна трещины. Используя модель псевдоустановившегося притока или стационарную модель, можно сгенерировать функцию распределения скина (рис. 2).

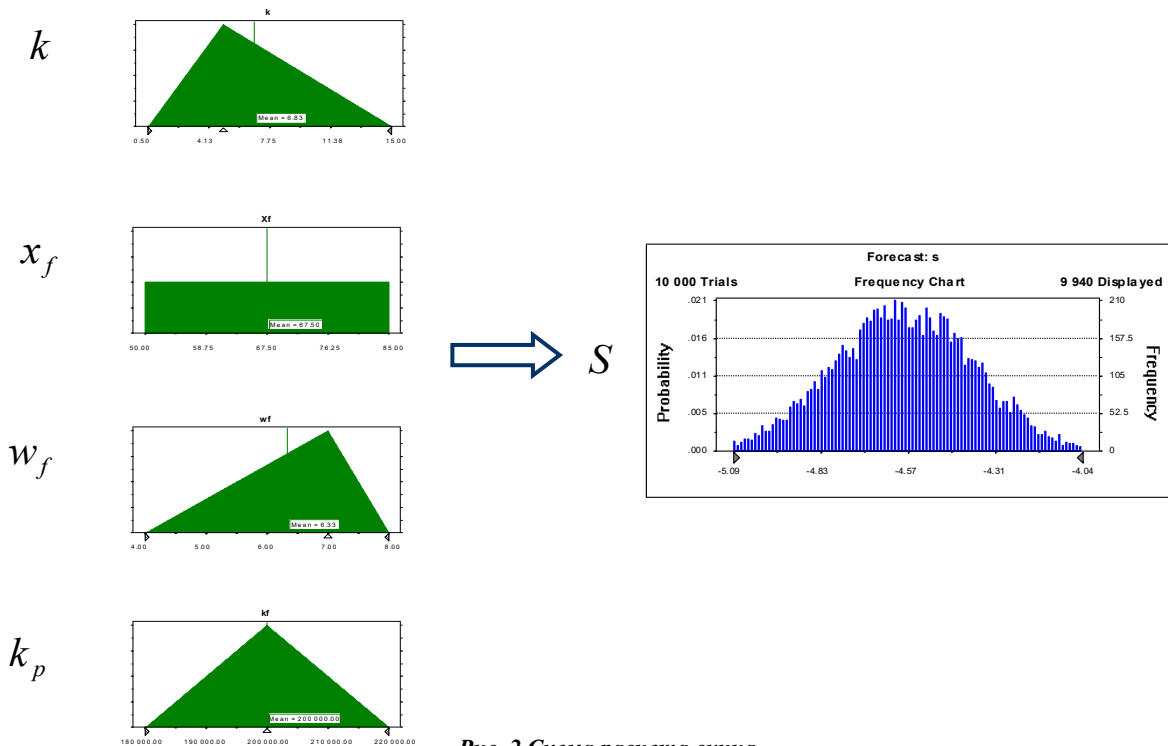


Рис. 2 Схема расчета скина

После чего аналогично как со скином задаются оставшиеся параметры с их функциями распределения. В данном случае к проницаемости пласта так же отнесен параметр – пластовое давление P , поскольку дать точное значение по нему невозможно, а его влияние на дебит высок, то его так же задали функцией распределения только с узким интервалом изменения.

Зная фактический дебит скважины и функцию распределения дебита, построенную по исходным данным, можем легко определить вероятность достижения фактического дебита, и вероятность его превышения. Задавая данный порог можно классифицировать все ГРП как успешный и не успешный. Для данной ситуации таким порогом было задано 60 %.

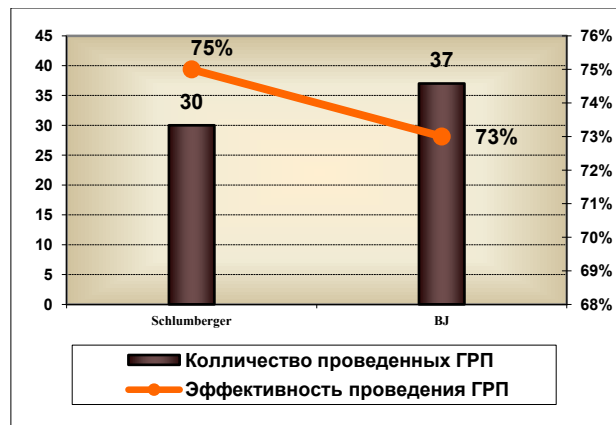


Рис.3 Эффективности проведения ГРП по новым скважинам

Как видно из графика средняя эффективность не превышает 75% даже для столь «мягких» условий достижения. С другой стороны, по переходящему фонду эффективность гораздо выше (рис.1), что наталкивает на мысль о более хорошем ГРП по переходящему фонду, чем на новых скважинах. Причина данного несоответствия заключается в том, что при расчете фактического скина (1,2) учитывается «чистый» коэффициент продуктивности, т.е. без загрязнения призабойной зоны. Данное допущение ошибочно, что приводит к занижению коэффициента продуктивности, а следовательно, к завышению фактического скина. Для корректного расчета необходимо знать положительный скин до ГРП, что так невозможно без специальных исследований.

Литература

1. Инструкции о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудовании их устьев и стволов, утв. Постановлением Госгортехнадзора России от 22.05.2002 г. – № 22.
2. Трофимов А.С., Поняев С.В., Мигунова С.В. Газовые методы, как методы увеличения нефтеотдачи // Новые технологии разработки нефтегазовых месторождений: Труды международного технологического симпозиума // Институт нефтегазового бизнеса, 2004. – С. 400–403.

**АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ИДТВ НА ГРЕМИХИНСКОМ НЕФТЯНОМ
МЕСТОРОЖДЕНИИ**

Е.А. Дубовцев, Ф.Р. Галиев

Научный руководитель - профессор О.С. Чернова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Аннотация. В данной статье рассматривается применения технологии импульсно-дозированного теплового воздействия на пласт (ИДТВ) в условиях Гремихинского нефтяного месторождения с высоковязкой нефтью, а также анализ его эффективности по сравнению с другими методами, применяемыми на месторождении.

Ключевые слова: месторождение, вязкость, тепловые методы, эффективная температура.

Целью данной работы является рассмотрение сущности технологии ИДТВ, а также ее применимость на Гремихинском нефтяном месторождении.

В административном положении Гремихинское месторождение расположено на территории Удмуртской Республики и относится к Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Месторождение разрабатывается с 1981 года и находится на IV стадии разработки [1].

Отличительной особенностью данного месторождения является высоковязкая нефть (до 200 мПа·с) и глубина залегания продуктивных пластов башкирского и верейского ярусов, которая составляет 1100-1200 метров.

Как правило, для месторождений высоковязкой нефти естественные изотермические условия не обеспечивают должных значений подвижности флюида во время фильтрации. Применение обычных вытеснителей, к которым относится холодная вода, газ и воздух, не дают желаемых результатов, так как вследствие больших значений вязкостей вытесняющего и вытесняемого агентов, происходит их прорыв. Исходя из истории разработки месторождений с высоковязкими нефтями, одним из наиболее эффективных является применение тепловых методов искусственного воздействия на пласт.

Впервые применение тепловых методов на месторождении произошло с началом закачки горячей воды с температурой 250°C (ВГВ) на устье нагнетательных скважин. Однако, в ходе промышленного применения был обнаружен ряд недостатков:

- несоответствие текущего и проектного значения КИН;
- экономическая неэффективность метода вследствие большого расхода теплоносителя на добычу 1 дополнительно добытой тонны нефти;
- большие потери тепла в пласте и по стволу скважины (снижение температуры на забое на 40 % от первоначальной температуры).

Таким образом, появилась необходимость в усовершенствовании существующей технологии, которая бы смогла устранить признанные и выявленные недочеты технологии ВГВ и привести к повышению эффективности разработки и повышению конечного КИН [4].

Метод импульсно-дозированного теплового воздействия (ИДТВ) был предложен Кудиновым В.И. в 1984 году. Данный метод предусматривает закачку импульсами холодной воды и теплоносителя в ранее рассчитанных объемах для поддержания эффективной температуры в пласте. В качестве основного преимущества данной технологии является его возможное применение для глубин залегания до 2500 метров. Благодаря отсутствию непрерывной закачки происходит снижение энергозатрат за счет уменьшения объемов закачиваемого теплоносителя. Создание в пласте эффективной температуры ($T_{эф}$), определяемая по кривым зависимости вязкости от температуры, обеспечивает снижение вязкости флюида, и, как следствие, увеличивает ее приток к скважине. Для условий Гремихинского месторождения она составляет 48°C.

Цикличность нагнетания теплоносителя (пара) и холодной воды, позволила преодолеть барьер предельной глубины для применения тепловых методов с 1500 до 2500 метров [2]. За счет эффективного использования паронагнетательных установок удастся добиться увеличения охвата пласта, путем вовлечения новых участков воздействия на других элементах залежи в период закачки импульсов холодной воды.

В Таблице представлены параметры типового режима технологии ИДТВ на Гремихинском месторождении.

Типовой режим технологии ИДТВ

Таблица

| № п/п | Параметры режима | Величина |
|-------|--|--|
| 1 | Отношение суммарного количества теплоносителя и холодной воды для элемента воздействия $Q(T)/Q(X)$ | 0,6 |
| 2 | Объем холодной воды в импульсе $I(X)$, м ³ | $\frac{(0,02 - 0,03)V_{пор}}{1,4 - 1,7}$ |
| 3 | Длительность импульса $I(T)$, сут | $\frac{(0,02 - 0,03)V_{пор}P_B}{(160 - 190)K_{аксп}}$ |
| 4 | Длительность импульса $I(X)$, сут | $\frac{(0,02 - 0,03)V_{пор}P_B}{(1,5 - 1,7)(160 - 190)K_{аксп}}$ |
| 5 | Отношение импульсов $I(T)/I(X)$ | 1,5-1,7 |
| 6 | Объем теплоносителя в импульсе $I(T)$, м ³ | $(0,02-0,03)V_{пор}$ |

Порово-трещинные коллектора Гремихинского месторождения содержат основной объем нефти в низкопроницаемых пористых матрицах. Фильтрация флюида в данных пластах осуществляется по системе трещин,

тем самым главной задачей является создание условий для увеличения массообмена между матрицами с низкой проницаемостью и трещинами с дальнейшим вовлечением их в разработку. Отличительной особенностью карбонатных коллекторов является их сложное фильтрационно-емкостное строение, для данных пород присуща низкая емкость, а также увеличенная пористость, которая образуется за счет каверн, а также отсутствия связанной воды в трещинах и изолированных кавернах. Тем самым возникает необходимость в вовлечении в разработку каверн, насыщенных нефтью путем применения усовершенствованных методов воздействия на пласт.

В период закачки импульса теплоносителя происходит процесс термического расширения жидкостей и породы пласта, которые наряду с капиллярными силами обеспечивают вытеснение нефти из низкопроницаемых матриц в систему трещин карбонатных коллекторов. В период цикла охлаждения происходит закачка подтоварной холодной воды температурой 28°C, которая заполняет поровый объем матрицы в силу ее большей смачиваемости. Результатом протекания полного цикла является установление нового состояния насыщения матрицы флюидом. При следующих повторениях закачки импульсов холодной воды и теплоносителя, механизм действия остается неизменным, что приводит к постепенному росту нефтеотдачи пластов за счет протекания процесса довытеснения нефти.

Технология импульсно-дозированного теплового воздействия не требует дополнительных конструкций и установок для осуществления процесса, применяются стандартные паронагнетательные скважины с теплоизолированными насосно-компрессорными трубами с вакуумной теплоизоляцией, которые уменьшают потери тепла по стволу, тем самым обеспечивают экономическую эффективность закачивания теплоносителей.

В результате применения данной технологии в северной части Гремихинского месторождения удалось увеличить нефтеотдачу на 37 % по сравнению с естественным режимом – 12 %, технологией водогазового воздействия – 24 %. По сравнению с технологией ВГВ удалось уменьшить расход теплоносителя на извлечение 1 тонны нефти почти в 2 раза, до 3 т/т. Капитальные вложения для применения данной технологии уменьшены на 25 %, а эксплуатационные затраты – на 30 % [3]. Суммарная добыча нефти благодаря промышленному внедрению данной технологии за период с 1991 года составила 1,35 млн тонн нефти.

Снижение теплопотерь в окружающие горные породы за счет использования теплоизолированных НКТ до 17°C на 1000 метров, энергосбережение закачиваемого теплоносителя (пара или горячей воды), а также интенсификация охвата пласта тепловым воздействием делают данный метод одним из наиболее эффективных в условиях Гремихинского месторождения.

Литература

1. Даутова Э.М., Кочнева О.Е. Влияние динамики пластового давления на текущее состояние разработки залежи Гремихинского месторождения. Пермский национальный исследовательский политехнический университет – Пермь, 2018. – 95 с.
2. Кудинов В.И., Богомольный Е.И., Дацик М.И. и др. Применение новых технологий разработки залежей высоковязкой нефти в карбонатных коллекторах. Нефтяной хозяйство, 1998. – 34 с.
3. Кудинов В.И. Основы нефтегазопромыслового дела. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований; Удмуртский госуниверситет, 2004. – 720 с.
4. Кудинов В.И. Тепловые технологии разработки сложнопостроенных месторождений вязких и высоковязких нефтей, УДГУ – Ижевск, 2009. – 20 с.

ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ НЕФТИ. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ. МЕТОДЫ РАЗРАБОТКИ

Е.Е. Емельянов, Т.И. Смагин

Научный руководитель - доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

В связи с высоким спросом на углеводородное сырье запасы «традиционной» нефти неумолимо истощаются с каждым годом. Более того, уже сейчас ощущается недостаток на нефтяном рынке. За последние годы были открыты невероятно гигантские месторождения углеводородов в Арктике. Но изученность данных территорий, неэффективные на сегодняшний день технологии и проблемы с прокладкой дорог, оставляют желать лучшего.

Эксперты утверждают [1], что пик добычи легкодоступной нефти будет достигнут через 20-25 лет, а затем будет наблюдаться спад. Предвидя данную ситуацию, многие компании начинают задумываться о добыче тяжелых углеводородов уже сегодня. Например, в Канаде разработка тяжелых углеводородов осуществляется с конца 1995 года, и ежегодно перерабатывается 100 млн. т в год. Тогда как запасы тяжелых углеводородов в РФ оцениваются миллиарды тонн, а решение вопросов, связанных с нехваткой специализированного оборудования для добычи, транспортировки сырья и его переработке, остается во многом проблематичным.

На практике смеси углеводородов высокой плотности принято классифицировать на следующие типы: тяжелая, сверхтяжелая и природные битумы. Нефть называют тяжелой, если она обладает следующими физическими свойствами: плотность находится в диапазоне от 0,92 г/см³ до 1 г/см³ и вязкость более 0,03 Па·с. Сверхтяжелая нефть представляет собой вязко-пластичную смесь углеводородов, которая имеет плотность свыше 1 г/см³, однако вязкость не превышает 10 Па·с. Отличие природных битумов от сверхтяжелой нефти заключается в вязкости: при аналогичной плотности природные битумы имеют вязкость свыше 10 Па·с.

В Америке существует следующая классификация нефтей по плотности [1]:

Таблица 1

Американская классификация нефтей

| Тип нефти | Плотность |
|--------------------|--|
| Тяжелая нефть | 20-14 °API (934-972 кг/м ³) |
| Сверхтяжелые нефти | 14-10 °API (972-1000 кг/м ³) |
| Природные битумы | < 10 °API (> 1000 кг/м ³) |

По праву Россию можно считать третьей страной по запасам тяжелых углеводородов (1 место занимает Канада, 2 – Венесуэла) [3]. Только в пределах Западно-Сибирского и Волго-Уральского нефтегазоносных бассейнов расположено более 75 % тяжёлых углеводородов. Принято считать, что Волго-Уральский бассейн является лидером по проценту «тяжеловесов» в стране и содержит в себе более 65 % запасов залежей (рис.). Тяжёлые углеводороды нашей страны характерны для Башкортостана, Татарстана, Пермской и Оренбургской областей, Сибири, Сахалина, Республики Коми.

Принято считать, что коллекторы нетрадиционных залежей обладают неоднородностью и высокими фильтрационно-ёмкостными свойствами, пористость их лежит в диапазоне 20–45%. Продуктивные разрезы месторождений с такими залежами характеризуются высокой расчлененностью. Глубина залегания продуктивных отложений колеблется от 300 до 1500 м, при этом на месторождениях, играющих большую роль, этот интервал определяется глубинами 1000-1500 м. Татарстан является одним из ведущих мест по содержанию природных битумов, ведь его доля составляет 35%. Битумы сернистые (1,7-8,0%), высоковязкие (до десятков и сотен тысяч мПа·с), высокосмолистые (19,4-48,0%), тяжёлые (962,6–1081 кг/м³). Глубина залежей составляет от 50 – 400 м.

Для выбора варианта разработки необходимо опираться на технологико-экономические характеристики, а именно: геологическое строение участка, условия залегания пластов, физико-химические свойства флюида, климатические условия и т.д. Разработка тяжёлых нефтей и битумов осуществляется различными вариантами: карьерным и шахтным, холодным способом или тепловыми методами [4, 5].

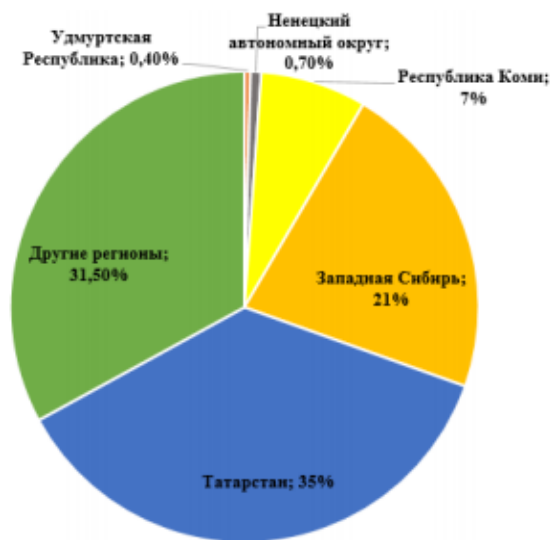


Рис. Запасы тяжёлой нефти в России

Карьерный способ относится к открытому методу разработки месторождения и характеризуется высоким коэффициентом нефтеотдачи (до 85 %), поскольку добытая из карьера горная порода подвергается переработке, в результате которой достигается максимальное извлечение углеводородного сырья. Однако для применения данного метода необходимо, чтобы нефтенасыщенная порода залегала на глубине не более 50 м, что является существенным недостатком.

Шахтный способ добычи нефти является одним из древних методов. Этот способ добычи осуществляется с помощью подземных горных выработок, сооружённых в нефтяной шахте. Шахтный способ ведётся двумя способами: очистной шахтой и шахтно-скважинной. Отличие состоит в том, что при очистном шахтном методе подъём породы осуществляется на поверхность, а при шахтно-скважинном породы отбираются в горных выработках из наклонных и вертикальных скважин.

К холодным методам разработки углеводородов можно отнести системы «CHOPS» и «VAPEX». Метод «CHOPS» основан на том, что благодаря разрушению коллектора, меняются его физические свойства и находящиеся в нем нефть и песок приобретают такое важное свойство, как текучесть [1]. Коэффициент нефтеотдачи в этом случае очень мал и составляет всего лишь 10 %. Но главное достоинство данного способа, что оно не требует больших финансовых инвестиций на обустройство данного метода.

Метод «VAPEX» осуществляется с помощью пары горизонтальных скважин. В верхней скважине создается камера-растворитель. В результате хаотичного движения, нефть разжижается и стекает к добывающей скважине. Коэффициент нефтеотдачи составляет 60 %, но темпы добычи таким образом являются низкими.

Также для разработки тяжёлых углеводородов используются тепловые методы. Внутрислоевого горения подразумевает под собой сжигание тяжёлых составляющих нефти в пласте. В этот момент, в зоне горения температура доходит до 500-700°C. В результате увеличения температуры, происходит термический крекинг и вязкость нефти уменьшается.

Наиболее широко используются паротепловые обработки призабойных зон скважин. Суть данного метода заключается в постоянной закачке пара, в результате чего происходит повышение продуктивности скважин. Но в силу того, что данному методу подвергается призабойная часть скважины, коэффициент нефтеотдачи крайне мал и составляет всего 15-20%. Недостатком данного метода является достаточно высокая энергоёмкость процесса и увеличение объема попутного газа. Паротепловому методу характерно неизотермическое вытеснение нефти

теплоносителем. Под воздействием тепла происходит снижение вязкости нефти, улучшается охват пласта и увеличивается коэффициент вытеснения. Рабочими агентами может быть пар, горячая вода, раствор и т.д.

В таблице 2 представлена характеристика методов разработки тяжелых нефтей.

Таблица 2

Характеристика методов и способов повышения продуктивности скважин при разработке месторождений тяжёлых нефтей

| Способ | | Глубина | Коэффициент нефтеотдачи | Недостатки |
|--------------------|--------------------------|-------------------|-------------------------|--|
| Карьерный способ | Открытый | До 50 м | От 65 до 85 % | Доп. работы |
| Шахтная разработка | | Очистная-шахтная | До 45 % | Снижение эффективности |
| | | Шахтно-скважинная | До 400 м | До 6 % |
| Холодный | Метод «CHOPS» | Не более 800 м | До 10 % | Ограничения по максимальным значениям вязкости нефти и низкие темпы разработки |
| | Метод разработка «VAPEX» | | До 60 % | |

Литература

1. Воронина Н.В. Мировой рынок нефти: тенденции развития и особенности ценообразования // Практический маркетинг. – 2003. – № 10 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.cfin.ru/press/practical/2003-10/05.shtml>. – Дата обращения: 02.10.2017.
2. Методы разработки месторождений высоковязких нефтей и природных битумов, 2012. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://studbooks.net/1785717/eniya>. – Дата обращения: 01.10.2017.
3. Особенности добываемой в России нефти: разброс качества, 2008. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.au92.ru/msg/20080515_8051514.html. – Дата обращения: 09.09.2017.
4. Способы добычи нефти // ПроНПЗ Нефтепереработка [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://pronpz.ru/neft/sposoby-dobychi.html/>. – Дата обращения: 04.10.2019.
5. «Холодные» способы добычи, 2015. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://studbooks.net/1785718/geografiya/holodnye_sposoby_dobychi. – Дата обращения: 03.10.2017.

К ВОПРОСУ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ВРЕМЕНИ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ В СКВАЖИНЕ, ОСТАНОВЛЕННОЙ НА ИССЛЕДОВАНИЕ

А.В. Желанов, П.О. Чалова

Научный руководитель - доцент И.Н. Пономарева

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия

В статье приведен метод прогнозирования времени восстановления давления в остановленной на исследование скважине с использованием методики построения индивидуальных вероятностно-статистических моделей. Проведен статистический анализ и выделены основные параметры, влияющие на время восстановления давления.

Ключевые слова: гидродинамические исследования скважин, терригенный коллектор, вероятностная модель, статистическая модель.

Гидродинамические исследования скважин важнейший и, в некоторых случаях, наиболее информативный инструмент мониторинга разработки нефтяных месторождений. Проведение гидродинамических исследований на всех скважинах эксплуатационного фонда любого месторождения углеводородов регламентировано государством. Сама технология проведения исследования сопровождается остановкой скважины, что приводит к существенным недоборам добычи нефти. Из этого следует, что оптимизация продолжительности гидродинамических исследований с сохранением их информативности и достоверности результатов – актуальная на сегодняшний день задача. Представляется целесообразным разработка методики планирования оптимального времени остановки скважины на исследование.

Известно, что на сегодняшний день уже описаны некоторые, преимущественно эмпирические зависимости, позволяющие дать приближенную оценку необходимого для восстановления давления времени остановки скважины [3, 4, 5]. Однако данные приведенные ниже формулы основываются на использовании параметров, определяемых уже по результатам исследований. Для нас же важно провести оценку времени на основании исходных параметров пласта.

В статье приведен анализ результатов исследований по терригенному пласту Бб. Чтобы определить параметры, влияющие на время полного восстановления давления в остановленной скважине, построим вероятностно-статистическую модель. Подобный алгоритм построения приводится в работах [2, 1]. Модель создана для пласта Бб по результатам 50 исследований на неустановившихся режимах.

В качестве зависимой переменной используется время полного восстановления $T_{полн}$, в качестве независимых – геолого-технологические показатели: $Q_{ж}$ – суточный дебит жидкости, м³/сут; $P_{заб}$ – забойное

СЕКЦИЯ 10. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

давление перед остановкой, МПа; $h_{эф\text{нн}}$ – эффективная нефтенасыщенная толщина, м; m – пористость, д. ед.; B – обводненность, %.

Уравнение имеет следующий вид:

$$T_{\text{полн}} = -281 \cdot Q_{\text{ж}} - 160045 \cdot m + 6328 \cdot B + 47039 \quad (r > 0,51).$$

Примеры графического изображения построенной вероятностной модели приведены на рис. 1.

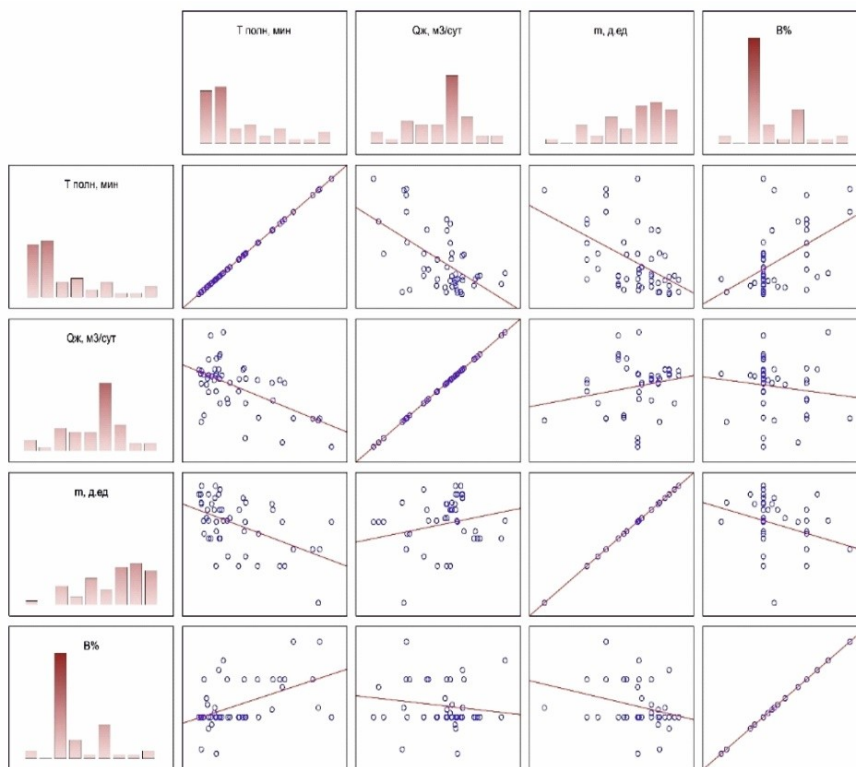


Рис. 1 Корреляционные зависимости параметров $T_{\text{полн}}$, $Q_{\text{ж}}$, m , B

По уравнению видно, что наибольшее влияние на скорость восстановления давления в скважине оказывает показатель дебита жидкости – $Q_{\text{ж}}$. Для обоснования влияния дебита обратимся к решению, полученному Э. Б. Чекалюком [6]. Подразумевается, что в каждый момент времени пласт делится на конечную возмущенную область и на невозмущенную, где движение отсутствует. Для скважины, запущенной в эксплуатацию, предлагается определять дебит по формуле Дюпюи, в которой радиус возмущенной области $R(t) = r_c + \sqrt{\pi\chi t}$. Исходя из этого скважина, работающая с большим дебитом до остановки, имеет больший радиус возмущенной области, в которой происходит движение жидкости.

Влияние пористости объясняется тем, она входит в уравнение параметра пьезопроводности, который и характеризует скорость изменения давления в упругом пласте, насыщенном упругой жидкостью.

Приведенное решение для расчета времени проведения исследования удалось реализовать в специально разработанном программном комплексе планирования и онлайн сопровождения гидродинамических исследований скважин.

Разрабатываемый программный комплекс состоит из трех модулей.

Первый модуль посвящен планированию гидродинамических исследований. В его основу положен проанализированный накопленный опыт проведения гидродинамических исследований, на основании чего получены индивидуальные модели прогноза необходимой продолжительности остановки скважины.

Целью использования второго модуля является онлайн сопровождение гидродинамических исследований. В процессе проведения исследования каждый произведенный замер может быть оперативно занесен в программу, и заложенные в ней алгоритмы позволят ответить пользователю, достаточно ли выполненных замеров (то есть исследование можно прекратить, скважину – запустить), либо исследование необходимо продолжать.

Третий модуль направлен на интерпретацию материалов проведенных исследований с получением информации о гидродинамических параметрах продуктивного пласта в зоне дренирования исследованной скважины.

Полученное вероятностно-статистическое уравнение заносится в базу данных посредством работы с интерфейсом программы. Интерфейс также предоставляет возможность выбора коэффициентов уравнения и корректировки их значения (рис. 2). По реализованным в программе алгоритмам в дальнейшем и производится прогноз необходимого времени остановки скважины на исследование.

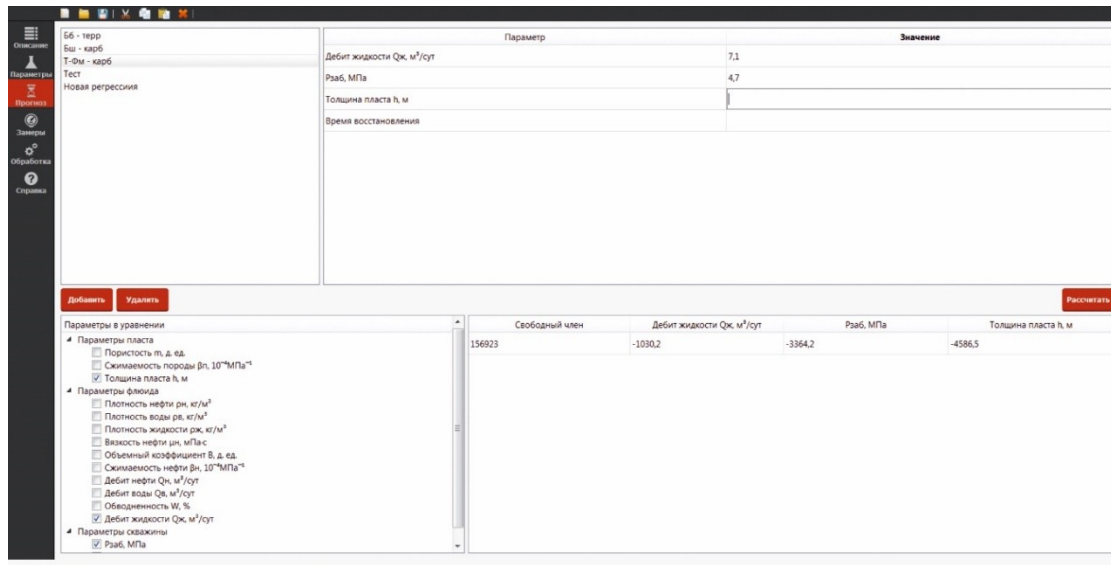


Рис. 2 Внешний вид интерфейса программного комплекса

Литература

1. Галкин В.И., Растегаев А.В., Галкин С.В. Вероятностно-статистическая оценка нефтегазоносности локальных структур. – Екатеринбург, 1992. – 108 с.
2. Иванов С.А. Построение статистических моделей прогноза ГРП по геолого-технологическим показателям // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – № 10. – С. 42-45.
3. Королев К.Б., Силкина Т.Н., Воронков А.А., Слабещий А.А., Комаров В.С. Рациональный подход к проведению гидродинамических исследований скважин // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 12. – С. 74-76.
4. Пономарева И.Н., Мильчаков С.В. Оптимизация периода восстановления давления в нефтедобывающих скважинах при их исследовании // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – № 10. – С. 61-62.
5. Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД – М.: Наука, 1998. – 304 с.

АНАЛИЗ МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА В ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЕ

П.В. Жирков

Научный руководитель - доцент Ю.Н. Орлова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Проведение геолого-технических мероприятий, предназначенных для интенсификации притока нефти к скважинам и снижения обводненности добываемой продукции, является одним из ведущих направлений технического прогресса в нефтяной промышленности. В большинстве нефтегазодобывающих регионов ухудшение структуры запасов и истощение высокопродуктивных залежей сопровождаются возрастанием доли трудноизвлекаемых запасов с низкими дебитами скважин. При этом успешность геолого-технических мероприятий со временем, как правило, снижается, что представляет собой достаточно сложную проблему, решение которой не всегда является очевидным.

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) является одним из наиболее эффективных методов повышения дебитов скважин, поскольку не только интенсифицирует выработку запасов, находящихся в зоне дренирования скважины, но и при определенных условиях существенно расширяет эту зону, приобщив к выработке слабодренируемые участки и прослойки пласта, и, следовательно, позволяет достичь более высокой конечной нефтеотдачи [2]. Цель работы. Провести анализ методики оценки эффективности многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальной скважине, с однородными коллекторскими свойствами. Для достижения данной цели был проанализирован современное состояние применения ГРП в Западной Сибири, а также методы оценки эффективности ГРП

Метод воздействия на пласт, а именно ГРП в наше время обеспечивает более 40 % дополнительной добычи нефти. Процент других методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации притоков – гидродинамических, физико-химических – также приходится до 40 % дополнительной добычи нефти.

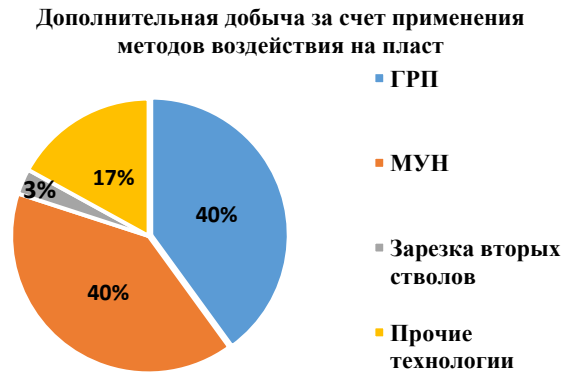


Рис. Методы интенсификации добычи нефти и газа в Западной Сибири

На данный момент существует ряд моделей для расчета дебита после проведения МГРП в горизонтальных скважинах. В работе [1] представлена модель для расчета дебита скважины после МГРП в зависимости от числа трещин ГРП.

Производительность горизонтальной скважины после проведения МГРП рассчитывается по формуле (1.1)

$$Q = \sum_{i=1}^{N-1} Q'_i + \sum_{i=1}^{N-1} Q''_i + Q_D \quad (1.1)$$

где Q'_i, Q''_i – дебиты i -ого участка справа и слева от ствола скважины соответственно;
 Q_D – дебит крайних трещин;
 N – число трещин.

$$Q'_i = \frac{K_i h L_0}{b \mu (R - X'_{fi} \cos \alpha_i)} \left(P_n - \frac{P'_{0i}}{2} - \frac{P_{3i}}{2} \right) \quad (1.2)$$

$$Q''_i = \frac{K_i h L_0}{b \mu (R - X''_{fi} \cos \alpha_i)} \left(P_n - \frac{P''_{0i}}{2} - \frac{P_{3i}}{2} \right) \quad (1.3)$$

$$Q_D = \frac{2 \pi k' h (P_n - P_3)}{b \mu \left(\ln \frac{2R}{X_{fc}} \right)} \quad (1.4)$$

где K_i – проницаемость i -ого участка;
 K' – среднеарифметическая проницаемость между первым и последним участком;
 h – толщина пласта;
 L_0 – расстояние между соседними трещинами;
 b – объемный коэффициент нефти;
 μ – вязкость нефти;
 R – радиус дренирования;
 X'_{fi} и X''_{fi} – полудлина трещины справа и слева от ствола скважины;
 X_{fc} – среднеарифметическая полудлина трещин для первой и последней трещины;
 α_i – угол между нормалью к скважине и направлением трещины для i -ого участка;
 P_n – пластовое давление;
 P_{3i} – забойное давление для i -ого участка;
 P_3 – среднеарифметическое забойное давление для первого и последнего участка.
 P'_{0i} и P''_{0i} – промежуточное давление на границе межтрещинного пространства, посередине между концами трещин справа и слева от скважины для i -ого участка, определяемое по формуле (1.5), (1.6).

Для оценки релевантности методов оценки дебита проведено гидродинамическое моделирование процесса извлечения нефти из пласта при помощи горизонтальной скважины с многозонным гидравлическим разрывом пласта. Результаты, полученные на симуляторе и при помощи описанных ранее моделей, были сравнены.

Моделирование началось с самого простого случая, когда горизонтальная скважина вскрыла пласт, и все трещины расположены перпендикулярно к стволу скважины на одинаковом расстоянии, проницаемость по всему пласту одна, и трещины одинаковые. Проницаемость трещины по всем направлениям задавалась равной 100000 мД. Интервалы перфорации совпадают с местами выхода трещин из скважины, что предотвращает приток к самой скважине, приток осуществляется только через трещины ГРП. Пласт представляет собой прямоугольный параллелепипед с размерами 1700 м, 500 м, 13,3 м, в центре которого построена горизонтальная скважина.

Погрешность расчета в данном случае не превышает 5 %, что свидетельствует о том, что для однородного пласта и перпендикулярных одинаковых трещин расчет по данной методике даст точный результат.

После того, как авторами получено подтверждение того, что основная методика расчета [1] даёт весьма точные результаты. Данная модель, по мнению авторов, наиболее близка к реальности и учитывает ряд параметров, которые не учитываются в других моделях, таких как различие забойного давления по стволу скважины, зональная неоднородность пласта по проницаемости, асимметрия трещин ГРП.

Дальнейшие анализ и доработка методик расчета позволят получить универсальный и простой метод оценки дебита горизонтальной скважины с МГРП.

Литература

1. Елкин С.В., Алероев А.А., Веремко Н.А., Чертенков М.В. Модель для экспресс-расчета дебита флюида горизонтальной скважины в зависимости от числа трещин ГРП с учетом анизотропии пласта // Инженерная практика. – 2016. – № 7. – С. 82–88.
2. Елкин С.В., Алероев А.А., Веремко Н.А., Чертенков М.В. Учет влияния отклонения трещин от перпендикулярного положения к горизонтальной скважине на дебит жидкости после многозонного гидроразрыва пласта // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 10. – С. 37–42.

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ОБРАЗОВАНИЯ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ

А.С. Зварыгин

Научный руководитель - профессор И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение

В современной газовой, нефтяной и химической отрасли многие технологические процессы сопровождаются образованием газовых гидратов. С развитием данных промышленных направлений возрастает актуальность более детального изучения газогидратов, а также методов их предотвращения и удаления. В статье рассматривается отечественный опыт использования математических моделей для описания процесса гидратообразования в стволе скважин на месторождениях. В ходе работы были проанализированы основные элементы нескольких моделей, рассмотрены основные составляющие модели формулы.

Проблемы отложения гидратных соединений

В настоящее время к гидратообразованиям привлечено достаточно немалое внимание не только как к возможным источникам углеводородов, но и как к причинам возникновения осложнений в работе промыслового оборудования. В основном это объяснено увеличением числа месторождений, разрабатываемых в условиях гидратных режимов, обусловленных наличием АВПД и низких температур. Проблемы с гидратоотложениями присутствуют в огромном количестве производственных систем: в призабойных скважинных зонах, УКПГ, в трубопроводах и коллекторах различных назначений, на станциях газораспределения, в стволах скважин, в узловых и головных участках магистральных трубопроводов, шлейфах и во многих других технологических системах добычи и переработки газа и конденсата. На сегодняшний день существует большой комплекс средств предупреждения и борьбы с образованием гидратоотложений, но для современного промышленного развития необходимо многократное увеличение технико-экономической эффективности данных методов. К таким методам относят:

- введение ингибиторов (метанол, диэтиленгликоль, триэтиленгликоль, раствор NaCl, раствор KCl, поликапролактам, СОНГИД, Поли-N-винилирролидон);
- изменение термодинамических параметров движения потока;
- снижение давление на участке трубопровода;
- подогрев газа;
- глубокое охлаждение газов;
- сорбация влаги

Математическое описание процесса образования гидратов

Физико-химические основы предупреждения гидратоотложений ясны из анализа обобщенного уравнения Баррера-Стюарта. В популярном виде эти основы можно описать следующим механизмом: при заметном снижении давления паров воды в рассматриваемой системе начинает изменяться значение равновесных параметров гидрата. Данное изменение в первую очередь проявляется в увеличении давления диссоциации гидратов при постоянной температуре или снижении температуры диссоциации гидрата при постоянном давлении.

В основу ряда моделей описания образования гидратообразований входят мат. описания процессов диссоциации клатратных соединений.

В работах Бондарева Э. А., при описании процесса гидратообразования использовалась квазистационарная математическая модель. Движение газового потока в этой модели объясняется законами гидравлики. Динамические условия основываются на общей задаче Стефана, в которой при ф. переходе температура зависит только от давления газа. [4]

Для подробного анализа данной зависимости представим уравнения движения, уравнения неразрывности и уравнение энергии газа:

$$\frac{dP}{dx} = -\rho g \sin\varphi - \frac{\sqrt{\pi}\psi M^2}{4\rho S^2.5 S_0^{2.5}}, \tag{1}$$

$$\frac{dT}{dx} - \varepsilon \frac{dP}{dx} = \frac{\pi D \alpha}{c_p M} (T_c - T) - \frac{g}{c_p} \sin\varphi, \tag{2}$$

где: g – ускорение свободного падения; ρ – плотность рассматриваемого газового потока; c_p – удельная теплоемкость газа; ε – коэффициент дросселирования потока газа; x – координата перемещения точки расчета вдоль оси; S – поперечное сечение; D – диаметр; P – давление; ψ – коэф. гидр. сопротивления; φ – угол наклона трубы; T_c – температура среды; α – коэффициент теплопередачи; $M = \rho \nu S$ – расход газа, который является; T – температура смеси газа.

Чтобы связать значения давления и температуры с плотностью рассматриваемого газа воспользуемся формулой:

$$\rho = \frac{P}{zRT}, z = 1 + 0,07 \frac{P}{T} \left(1 - \frac{6}{T^2}\right), \varepsilon = \frac{RT^2 \partial z}{c_p P \partial T} \quad (3)$$

где: R – газ. постоянная; z – коэффициент несовершенства газа; ε – коэффициент дросселирования выражается в крайней формуле (3).

Элементы данной математической модели были модернизированы вместе с работой Хайруллина М. Х., в которой для нахождения значений температуры и давлений решается уравнения неизотермической фильтрации газа в виде системы. Из дополнительной задачи теплопроводности определяется параметр, который ранее определял поле температур пород, окружающих скважину. В предыдущих исследованиях для этого использовали интегральный метод.

Важной особенностью при мат. описании является учет процессов, которые сопровождают движение потока газа в стволе скважины. Предложенный авторами механизм (Хайрклин и др.) по включению данной зависимости в математическую модель процесса образования клатратных соединений описан в [1].

Все параметры течения газа в трубопроводе зависят от координаты z , при этом течение характеризуется как одномерное.

Если в ходе математического моделирования необходимо воспроизвести процесс нарастания кристаллогидратов в стволе скважины, то необходимо заложить в модель существование достаточного для гидратообразования количества свободной воды. Исходя из условия незначительного изменения гидратного слоя $S(z, t)$ с течением времени, процессы перераспределения и температуры полагаются квазиустановившимися. В таком случае, для описания движения газа в стволе с переменным сечением $S(z, t)$ необходимо использовать систему дифференциальных уравнений с предварительно заданными значениями текущих термобарических параметров газового потока на забое скважины в любой момент времени:

$$\frac{dP_2}{dz} = -g \frac{P_2}{T_2 Z_0} - \frac{T_2 Z_0 \sqrt{\pi} \psi M}{4S^{2.5}}, \quad (5)$$

$$\frac{dT_2}{dz} = \frac{\pi D a_n (T_n - T_2)}{c_p M} - \frac{g}{c_p} - \varepsilon \frac{dP_2}{dz}, \quad (6)$$

$$P_{2|z=0} = P_1(r_c, t), T_{2|z=0} = T_1(r_c, t), \quad (7)$$

$$T_f(P_2) = \beta_1 \ln(P_2) + \beta_2 \quad (8)$$

$$a_n = \begin{cases} a_w, z \in I, \\ a_g, z \notin I, \end{cases} T_n = \begin{cases} T_3(r_c, z, t), z \in I \\ T_f, z \notin I \end{cases} \quad (9)$$

где: $T_2 = T_2(z, t)$, $P_2 = P_2(z, t)$ – давление и температура газового потока в стволе скважины; L – протяженность ствола скважины; ε – коэффициент Джоуля-Томсона; ψ – коэффициент частного гидравлического сопротивления ствола скважины на участке длины; a_g – коэффициент взаимного теплообмена между газом и газогидратным слоем, a_w – коэффициент относительного теплообмена между стволом скважины и горными породами; I – участки ствола скважины, на который отсутствует гидратный слой, T_f – температура фазового перехода из газообразного состояния в твердое (гидрат); $T_3(r_c, z, t)$ – температура на внешней стенке скважины, β_1 , β_2 – эмпирические константы для расчета. Соотношение (8) представляет собой зависимость между давлением и температурой фазового перехода, которая получается в результате интерполирования экспериментальных данных.

Заключение

По итогам анализа можно сделать вывод о том, что для разрешения задач математического моделирования в области процессов образования гидратов, производится разделение математических операций, а решение уравнений осуществляется для каждой функциональной части задачи и может быть привязано к 4 этапам: описание процесса фильтрации газа, описание движения газа в стволе, учет термического взаимодействия скважины и сравнение полученных результатов с условием Стефана для уточнения границы раздела фаз.

Комплекс сложных вычислений, взаимосвязанных между собой показывает, что упрощение или отказ от тех или иных расчетных инструментов в процессе моделирования, недопустим и опасен. Необходимо уточнить, что столь широкая потребность в математическом прогнозировании и описании разработки месторождений подтверждает то, что формирование кристаллов гидратных соединений – это сложный процесс, а значит обеспечение стабильной работы скважины может быть гарантировано только при внимательной работе со всеми сопровождающими его факторами и переменными.

Литература

1. Глебова Л.В., Медникова О.Л. Методы борьбы с гидратообразованием // Новейшие технологии освоения месторождений углеводородного сырья и обеспечение безопасности экосистем Каспийского шельфа: материалы V Междунар. науч. – прак. конф. – Астрахань: АГТУ, 2014. – №10 – С. 71–73.
2. Макогон Ю.Ф. Гидраты природных газов. М.: Недра, 1974. – 208 с.
3. Фаресов А.В., Пономарёв А.И., Круглов Е.А., Баряев А.П. Сравнение эффективности ингибиторов гидратообразования кинетического типа и опыт их промышленного применения в ПАО «Оренбургнефть» // Научно-технический сборник ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ. – Москва, 2016. – №2. – С. 117–122.
4. Hammerschmidt E. G. Formation of gas hydrates in naturalgas transmission lines // Industrial and Engineering Chemistry, 1934. – vol. 26. – № 8. – P. 851–855

ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ПРОВЕДЕНИЯ ГДИ ПРИ ОСВОЕНИИ СКВАЖИНЫ СВАБИРОВАНИЕМ

Ю.Р. Исмаилов

Научный руководитель - главный инженер В.П. Горбунов
ОАО «СамараНИПИнефть», г. Самара, Россия

Большинство нефтяных месторождений в мире, в частности, в Самарской области, находятся на последней 4-ой стадии разработки. В фоне наблюдаемых тенденций роста спроса на углеводороды и нестабильную ситуацию на политической арене, основной задачей всех нефтегазовых компаний является поддержания, а в некоторых случаях и увеличение, уровней добычи. В виду кратного роста количества геологоразведочных работ (ГРР) и геолого-технических мероприятий (ГТМ), таких как переход и приобщение (ПП) ниже залегающих горизонтов (ГТМ ПНЛГ), продуктивность и пластовое давление которых не позволяет производить добычу фонтанным способом, свабиrowание остается единственным допустимым вариантом рентабельного освоения скважины.

Цель данной работы является оптимизация проведения гидродинамических исследований скважин (ГДИС) при освоении скважины свабиrowанием.

Для достижения поставленной цели необходимо было решить ряд определенных задач:

- 1) Оценить текущее состояние процесса проведения ГДИС
- 2) Выявить слабые стороны процесса, которые можно оптимизировать
- 3) Проанализировать мировой и отечественный опыт применения технологий и методов в данной области
- 4) Рассчитать экономическую рентабельность внедрения нового решения
- 5) Сделать итоговый вывод о целесообразности проведения оптимизации процесса проведения ГДИ

Основываясь на статистике, в последние 5 лет количество ГТМ ПНЛГ неуклонно растет. (рисунок 1), наблюдается очевидная тенденция роста операций свабиrowания по скважинам. Учитывая факт, что не только при проведении операций перехода на нижележащий горизонт применяется освоение свабиrowанием, но и после ремонтно-изоляционных работ (РИР). Можно с уверенности утверждать, что в ближайшие годы свабиrowание останется основным способом освоения.

| | | | |
|------|----|-----|----|
| 2019 | 51 | 161 | 32 |
| 2017 | 42 | 176 | 24 |

Количество успешных ГТМ ПНЛГ

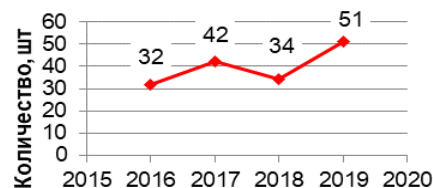


Рис. 1 Статистика успешно проведенных операций ГТМ ПНЛГ

На основании анализа бизнес-плана АО «Самаранефтегаз» (Рисунок 1), согласованного на 2020-2021 год, количества ГТМ ПНЛГ будет составлять более 120-ти, что еще раз подтверждает необходимость проведения оценки эффективности работ и возможно оптимизации процесса.

В ходе анализа процесса свабиrowания (рисунок 2) было выявлено несколько основополагающих факторов, которые существенно влияют на качество и эффективность проведения операции.

| № | Наименования стадии процесса освоения |
|----|---------------------------------------|
| 1 | Спуск сваба |
| 2 | Снижение уровня свабиrowанием |
| 3 | «Вызов» притока |
| 4 | Извлечение сваба |
| 5 | Демонтаж партии ГИС, переезд |
| 6 | Приезд партии ГДИ |
| 7 | Монтаж обвязки |
| 8 | Спуск манометра |
| 9 | Регистрация давления |
| 10 | Подъем прибора |
| 11 | Интерпретация ГДИ, подбор ГНО |
| 12 | Демонтаж оборудования |
| 13 | Спуск ГНО, вывод скважины на режим |
| 14 | Получение всех результатов ГДИ |

Рис.2 Процесс свабиrowания скважины

Во-первых, это проведение СПО, ввиду необходимости смены компоновок и партий ГИС на ГДИС. Во-вторых, автономный прибор регистрации давления на забое, работая от батареи, не дает возможности контролировать ход исследования. Порой случается, что прибор не срабатывает по техническим причинам при достижении забоя, дает сбой регистрации. Также невозможно закончить или продлить исследование, довольствуются порой КВУ или неполным КВД. Третьей проблематикой является потеря информации, которая может быть получена из гидродинамических исследований (проницаемость (К), скин-фактор (S), коэффициент продуктивности (Кпр).)

Для решения имеющихся проблем был проведен анализ опыта применения технологий ГДИС, которые применяются на месторождениях в мире и в отечественной практике. Одним из распространенным является освоение с предварительным использованием устройства автоматической подвески глубинных приборов (УАПГ) или, как его называют в промысловой практике, автоотцеп [4]. Он предназначен для спуска на проволоке в колонну НКТ глубинных приборов или другого оборудования, подвески его в НКТ на выбранной глубине и отсоединения от проволоки, на которой проводился спуск. Основным преимуществом данной компоновки над используемой ныне, это получение полной информации с забой и отсутствие временных потерь из-за спуско-подъемных операций. Единственным недостатком является отсутствие онлайн передачи данных. Вторым альтернативным решением, заслуживающим внимания, является запатентованная технология с онлайн регистрацией данных. [1] Данная компоновка имеет существенное преимущество, однако трудоемкость клямсования кабеля в затрубном пространстве добавит время к спуско-подъемной операции, однако использование дополнительных пакеров в трубном и затрубном пространстве, позволят значительно сократить время на исследование, сократив до минимума влияние ствола скважины. Третьей компоновкой является новейшая технология освоения скважины и дальнейшего исследования компании Schlumberger – технология Music, является очень дорогостоящей. [2] На основе анализа рассмотренных технологий, можно сделать вывод о том, что каждая из них содержит ряд недостатков. По этой причине, было предпринята попытка о конструировании своей собственной компоновки, которая будет полностью удовлетворять потребностям. На рисунке 3 представлен концепт предлагаемой компоновки для исследования ГДИС. Данная компоновка включает в себя несколько принципиальных решений, позволяющих получить успешных результат ГДИС и контроль за операцией в режиме реального времени. Конструктивной особенностью компоновки является применение прибора Мангуст СБ [3], который состоит из термометра и манометра. Отличительной особенностью прибора является использование перфорированной НКТ в непосредственной близости с забоем для гидродинамического сообщения прибора и пласта, а также изливала скважинной продукции из НКТ для облегчения поднятия колонны.

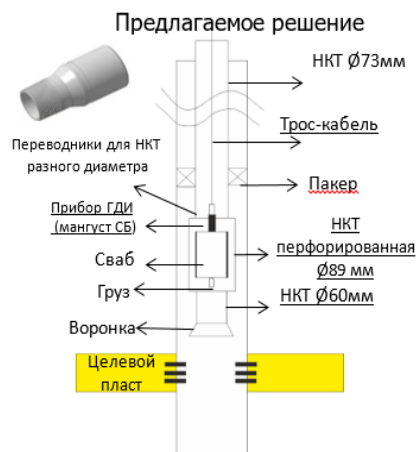


Рис. 3 Предлагаемый концепт прибора для ГДИС

Таблица

Сравнительный анализ освоение скважин при текущей ситуации и с применением новой компоновки

Текущая ситуация

- 1-Спуск свабы
- 2-Свабление уровня свабированием
- 3-«Вызов» притока
- 4-Д/ж партии ГИС (1,5 часа)*
- 5-И/ж партии ГДИ (1 час)*
- 6-Спуск манометра (0,5 часа)*
- 7-Регистрация параметров
- 8-Подъем манометра
- 9-Интерпретация данных, подбор ГНО по оперативной интерпретации ГДИ
- 10- Д/ж оборудования
- 11-Спуск ГНО, выход на режим
- 12-Получение всех результатов ГДИ

*среднее время необходимое на операцию

Новая компоновка

- 1-Спуск компоновки (Мангуст СБ+сваб)
- 2-Снижение уровня свабированием
- 3-«Вызов» притока
- 4-Доступ до целевой глубины, регистрация параметров, мониторинг процесса в режиме online
- 5-Промежуточная (оперативная) интерпретация ГДИ для подбора ГНО за сутки до окончания ГДИ
- 6-Подъем кабеля
- 7-Подъем компоновки
- 8-Д/ж оборудования
- 9-Спуск ГНО, выход на режим
- 10-Получение всех результатов ГДИ

проводится в среднем 4 суток, это позволяет оптимизировать время на подбор ГНО и его доставку до скважины (По текущему регламенту заявка на подбор ГНО подается за 2 суток до монтажа). За счет более быстрого получения результата по ГДИ, происходит сокращение простоя бригады КРС. При расчете чистого дисконтированного дохода вышло, что по завершению первого после внедрения технологии, NPV составит более 2,5 млн.руб. Срок окупаемости инвестиций 3,3 месяца. Индекс доходности 3,42. Суммарная оптимизация рабочего времени за счет использования предлагаемого решения составляет 27 часа

Литература

1. Зарипов Р.Р., Хакимов В.С., Адиев А.Р. Способ освоения скважин и испытания пластов в процессе свабиования, патент на изобретение от 20.12.2008. – Бюл № 35.
2. Компания Slumberger, Muzic Wireless Well telemetry, URL: <https://www.slb.com/reservoir-characterization/reservoir-testing/muzic-wireless-telemetry> (дата обращения 11.02.2020).
3. Манометр свабиования скважин Мангуст СБ, БашГеоПрибор. URL: www.bashgp.com (дата обращения 11.02.2020).
4. Устройство автоматической подвески глубинных приборов. Паспорт по эксплуатации. URL: www.tehsmart.ru (дата обращения 10.02.2020).

ПРИМЕНЕНИЕ ИНДУКЦИОННЫХ НАГРЕВАТЕЛЕЙ ДЛЯ БОРЬБЫ С ОСЛОЖНЕНИЯМИ НА ТАГУЛЬСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

И.А. Карапузов¹, Р.О. Курилович²

Научный руководитель - доцент М.В. Мищенко²

¹АО «Томскнефть» ВНК, г. Томск, Россия

²Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На данный момент при эксплуатации скважин механизированным способом на Тагульском месторождении существуют проблемы образования гидратов, твердых отложений, закрывающих проход. Данные отложения образуются в обратном клапане фонтанной арматуры перекрывая проход для газа из затрубного пространства. В случае перекрытого затрубного пространства газ, идущий по затрубному пространству скапливается и отжимает динамический уровень до приёма УЭЦН, что в свою очередь ведет к попаданию газа в УЭЦН, срыву подачи и остановке насоса. В свою очередь это ведет к возможному отказу установки, ведь из-за возможной остановки насос может заклинить и больше не запуститься, что в свою очередь приведет к дополнительным затратам на ТКРС и уменьшению текущей добычи нефти. На данный момент борьба с гидратообразованием в обратном клапане фонтанной арматуры ведется с помощью греющих кабелей, индукционных нагревателей клапана (ИНК), а также закачки ингибиторов гидратообразования на основе метанола – Дегидрат 4010 [2].

Данные методы начали применяться по мере осложнения ситуации с гидратообразованием, то есть на начальном этапе эксплуатации скважины для исключения осложнений хватало греющего кабеля, используемого при верхней обвязке скважин для увеличения температуры трубопровода и исключения замерзания воды в замерном отводе, в то время пока скважина не стоит на замере. Но по мере увеличения обводнения продукции скважины необходимо было устанавливать ИНК, а вскоре и устанавливать установки для ингибирования дегидратом-4010. Как видим для сокращения оборудования находящимся на ФА скважины, необходимо придумать другой способ избегания образования гидратов.

Каждый из применяемых методов на данный момент имеет ряд недостатков. Так греющей кабель используется на всех скважинах и прокладывается по нижней части трубопровода и при его включении происходит, нагрев только нижней части трубопровода. При применении греющего кабеля также возникает ограничение на применение специальной техники ввиду возможного повреждения участка кабеля и необходимости переукладки всей линии, в том числе утеплительного слоя. Также использование греющего кабеля подразумевает под собой использование большого числа оборудования (рис. 1).

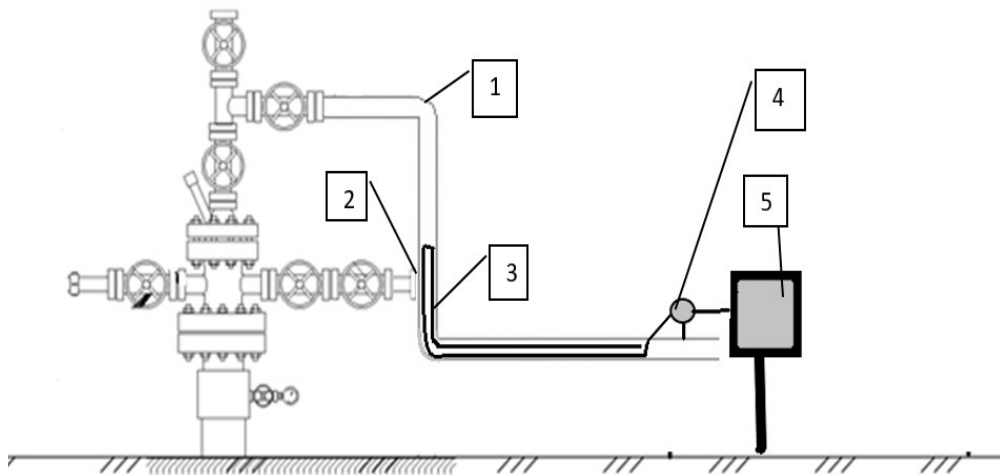


Рис. 1 Схема прокладки греющего кабеля: 1 – фонтанная арматура, 2 – обратный клапан, 3 – греющий кабель, 4 – терминатор, 5 – клеммная коробка

Также в случае ухудшения ситуации с осложнениями дополнительно ставится индукционный нагреватель клапана. Индукционный нагреватель клапана имеют вогнутую форму и на части скважин из-за особенности конструкции не возможна плотная установка. Также из-за маленькой площади нагревателя происходит, нагрев лишь небольшой части фонтанной арматуры. Также для подвода питания к нагревателю идет электрический кабель и заземление, что создает дополнительную нагрузку на оборудование скважины при обслуживании. При дальнейшем ухудшении ситуации применяют подачу ингибитора гидратообразования в затрубное пространство скважины. Наиболее эффективным из применяемых методов позволяющим снизить вероятность гидратообразования является применение установки дозирования реагента (УДР). Установка дозирования реагента (УДР), стоящая возле скважины требует постоянной заправки ингибитора и контроль за уровнем жидкости, в процессе эксплуатации УДР происходит постоянные утечки химии, что требует постоянного контроля со стороны обслуживающего персонала, подвоза бочек с ингибитором и увеличения трудозатрат персонала. Также для работы УДР необходимы электрические кабели и заземление, а также импульсная трубка подачи реагента. Также сложная конструкция самого

блока дозирования реагента вызывает частые поломки отдельных блоков. При наиболее осложненных случаях применяются все три метода комплексно [1].

Для решения задачи исключения гидратообразования в обратном клапане фонтанной арматуры возможно использование исключения выхода газа в фонтанную арматуру или увеличения температуры нагрева фонтанной арматуры.

Второй путь – это увеличение температуры нагрева фонтанной арматуры с помощью замены используемого греющего кабеля на систему Warm Stream индукционного типа.

Для уменьшения используемого оборудования и оптимизации технологии исключения гидратообразования предлагается технология Warm Stream. Технология Warm Stream использует фонтанную арматуру и трубопровод как магнитный сердечник, внутри которого создается переменное магнитное поле с помощью обмоток индуктора. Переменное поле внутри сердечника наводит вихревые токи Фуко, которые и разогревают сердечник (трубопровод), при этом обмотка индуктора тепла практически не выделяет. На рисунке 2а показана сама основа процесса, на рисунке 2б показан процесс реально происходящего процесса, в следствии которого происходит, нагрев флюида в трубопроводе [3].

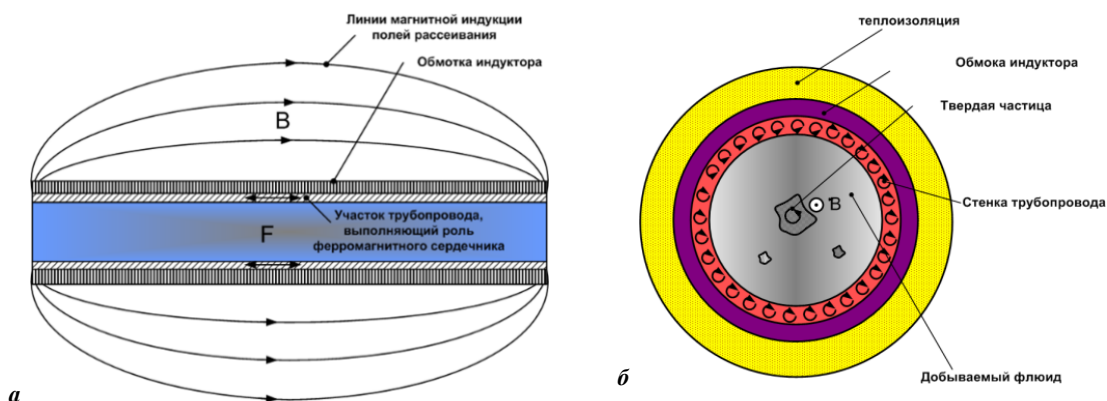


Рис. 2 Физический процесс образования токов (а) и процесс обогрева трубопровода (б)

Произведем расчёт существующих методов борьбы с гидратообразованием и предлагаемых способов, а также произведем обоснование необходимости применения данной технологии. Для расчета будет приниматься протяженность обогреваемых трубопроводов кустовой площадки 800 метров.

В случае используемых методов требуется постоянное привлечение специальной техники в виде агрегата для депарафинизации (АДПМ) и передвижной паробразующей установки (ППУ), для расчета примем что горячая обработка коллектора производится не более одного раза в месяц в течение 10 часов, применение ППУ примем по 2 часа в течение 15 дней в месяц в случае появления осложнений.

Греющий кабель в виде пониженной эффективности требует укладки в два слоя, поэтому длина трубопровода в расчёте увеличена в 2 раза. Данный факт влияет как на начальную стоимость укладки кабеля, так и на увеличение затрат при эксплуатации в виду большего энергопотребления.

Так общие затраты на данный момент составляют 9 211 тыс. руб./год, после применения технологии Warm Stream затраты будут составлять 1 801 тыс.руб./год. Основная часть экономического эффекта достигается за счет снижения затрат на подачу ингибитора в затрубное пространство скважины.

Замена комплексного метода борьбы с гидратообразованием на установку Warm Stream позволит:

1. Получить экономию средств в год 7 409 тыс. руб/год.
2. Уменьшение числа энергопотребителей, снижение количество токоподводящих проводов.
3. Исключение закачки ингибитора гидратообразования дегидрат-4010 повышает социальную ответственность недропользователя.
4. Уменьшение трудозатрат работников для проведения замены греющего кабеля и работы со специальной техникой.

Литература

1. Инсепов Д.Г. Высокочастотный индукционный нагрев нефтепровода // Электрофикация транспорта. – 2016. – № 12 – С. 103–106.
2. Истомин В.А., Минигулов Р.М., Грицишин Д.Н., Квон В.Г., Технология предупреждения гидратообразования в промышленных системах: проблемы и перспективы // Газохимия. – 2009. – № 11. – С. 32–40.
3. Кондратьев Э.Ю. Электротермическая система обеспечения тепловых режимов оборудования нефтяных месторождений Автореф. дис. канд. техн. наук. – Уфа, 2018. – 183 с.

ОСОБЕННОСТИ ВЫДЕЛЕНИЯ ОБЪЕКТА РАЗРАБОТКИ ПО ДАННЫМ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

В.В. Ким

Научный руководитель - старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Разработка месторождений горизонтально разветвленными стволами перспективное направление в развитии нефтяной и газовой индустрии. Необходимо грамотно выделять объект разработки по данным заканчивания и правильно выбирать соответствующую компоновку заканчивания. С учетом всех необходимых данных появится возможность достигать проектных показателей по добыче и КИН, а также увеличить экономическую рентабельность разработки. При выделении объекта разработки следует уделять внимание на семь основных критериев. Пласты имеющие различные значения проницаемости, толщины и неоднородности следует выделять как отдельные объекты так как они будут существенно различаться по пластовому давлению и продуктивности, имея при этом различные способы эксплуатации.

В настоящее время выделяют следующие основные критерии выделения объекта разработки:

1. Геолого-физические свойства пород коллекторов;
2. Физико-химические свойства нефти, воды и газа;
3. Фазовое состояние углеводородов и режим работы пластов;
4. Условия управления процессом разработки нефтяных месторождений;
5. Технику и технологию эксплуатации скважин;
6. Тип заканчивания скважин;
7. Прогноз падения пластового давления, входные дебиты скважин и темпы их падения.

Также обращают особое внимание на факторы, влияющие на качество заканчивания скважин. Результирующими критериями качества заканчивания скважин являются результаты гидродинамических исследований и опробования пластов: продуктивность, радиус зоны проникновения, проницаемость в зоне проникновения, скин-эффект в зоне проникновения и др.

Основные показатели эксплуатационных качеств скважины:

1. Гидродинамическое совершенство призабойной зоны скважины, являющееся обобщающим показателем влияния конструкции забоя скважины, зоны проникновения и состояния коллектора в ПЗП на фильтрацию флюидов;
2. Технические показатели качества скважины, которое характеризуют:
 - герметичность устьевого оборудования обсадных колонн, тампонажного камня, разобщающих мостов и пакеров;
 - отсутствие перетоков по стволу скважины;
 - профиль скважины;
 - долговечность и работоспособность ствола и призабойной зоны скважины при эксплуатации;
 - экологическая надёжность;
 - экономические показатели качества;
 - рентабельность строительства и ремонтов скважины [2].

При проектировании разработки месторождения следует рассмотреть решения для оценки выбора добывающих вертикальных, горизонтальных и наклонно-направленных скважин.

Основным процессом будет являться подбор типа заканчивания скважин к различным геологическим и технологическим параметрам пласта.



Рис.1 Анализ типа заканчивания

Практика разработки нефтегазовых месторождений показывает, что для более точного прогноза продуктивности скважин необходимо учитывать и различать вертикальную и горизонтальную проницаемость для анизотропного пласта. Она оказывает существенное влияние на эффективность эксплуатации добывающих скважин. Следует учитывать приведенные параметры радиуса скважины и толщины пласта.

На рисунках 2-3 приведены результаты оценки эффективности применения горизонтальных скважин относительно вертикальных, в зависимости от анизотропии, толщины пласта и длины горизонтального ствола.

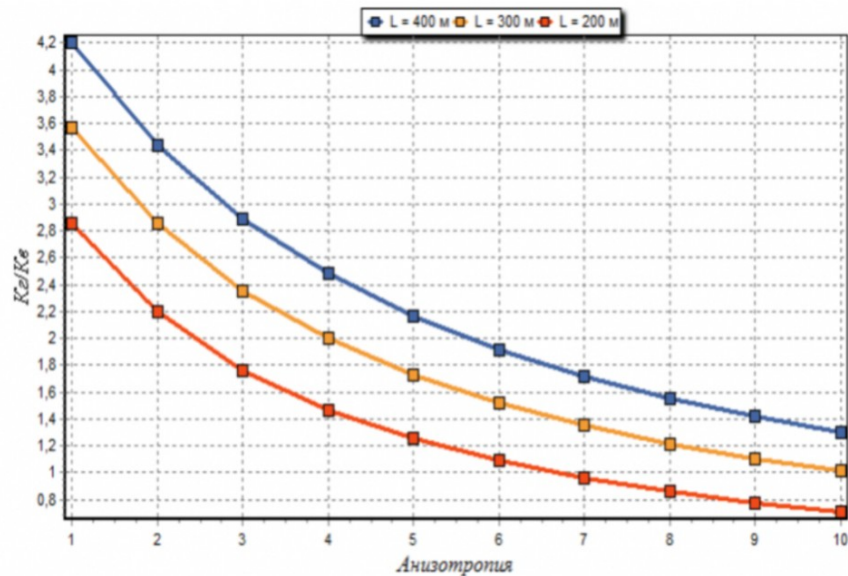


Рис. 2 Отношение продуктивностей горизонтальной (метод Борисова) и вертикальной скважины при различной анизотропии и длине горизонтального ствола

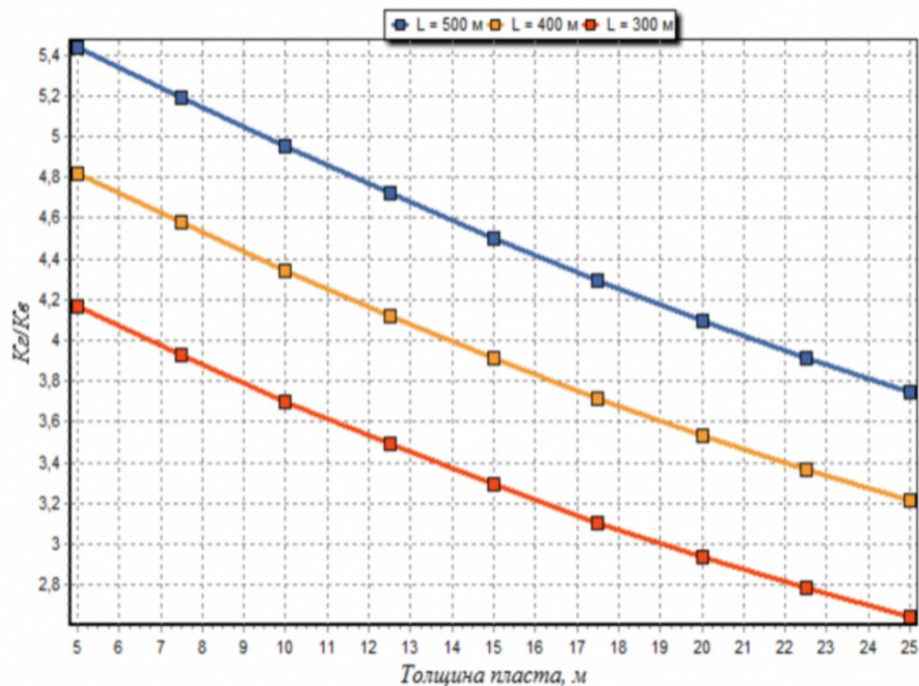


Рис. 3 Отношение продуктивностей горизонтальной (метод Борисова) и вертикальной скважины при различной толщине пласта и длине горизонтального ствола

Применение горизонтальных скважин целесообразней в пластах с высокой вертикальной проницаемостью. Скважина с большей длиной горизонтального участка в низко анизотропном пласте будет гораздо эффективнее.

При разработке маломощных пластов и пластов с высокой вертикальной проницаемостью лучше использовать горизонтальные скважины, а при мощном пласте вертикальную.

На рисунке 4 представлена оценка эффективности применения наклонно-направленных скважин относительно вертикальных в зависимости от зенитного угла и анизотропии.

Применение наклонно-направленных скважин целесообразно использовать при низкой анизотропии и большем значении зенитного угла [1].

На сегодняшний день активно внедряют технологии одновременной-раздельной эксплуатации. Данные технологии актуальны так как позволяют внедрять в эксплуатацию отдельные тонкие прослой с невыработанными остаточными запасами.

Частой проблемой разработки пластов в подгазовых залежах является неравномерный приток в скважину. В горизонтальных скважинах образуются конусы воды и газа, тем самым уровень добычи резко падает. Наиболее эффективным средством на сегодняшний день являются устройства контроля притока, а именно автономные устройства контроля притока. Их действие основано на законе Бернулли. Из него следует, что сумма динамического, статического давления и потерь давлений на трение постоянна по направлению течения.

Данные устройства позволяют ограничить приток любой нежелательной фазы в том числе и газа, в отличие от пассивных устройств контроля притока. Целесообразнее использовать данные устройства с высоковязкой нефтью более 1,5 сП.

Из опыта разработки месторождений Западной Сибири следует, что наибольший эффект от продуктивности имеют горизонтальные скважины с многостадийным гидроразрывом пласта, многоствольные и многозабойные скважины. На сегодняшний день также активно применяют технологии «Fishbone» для многозабойных скважин. Эффективность применения данной технологии увеличение среднего дебита на 55%.

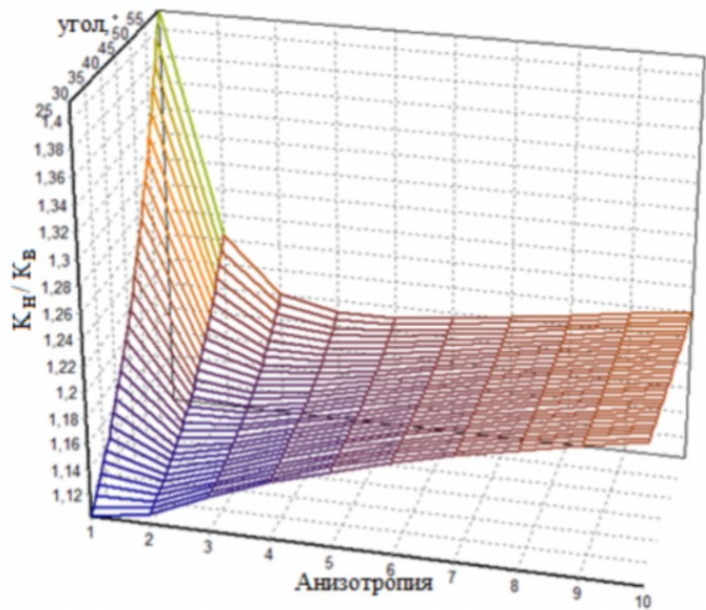


Рис. 4 *Отношение продуктивностей наклонно-направленной и вертикальной скважины при различных значениях зенитного угла и анизотропии*

Литература

1. Борисов Ю. П., Пилатовский В. П., Табаков В. П. Разработка нефтяных месторождений с горизонтальными и многозабойными скважинами. – М.: Недра, 1964. – 364 с.
2. Подгорнов В.М. Заканчивание скважин: В двух частях: Часть 1: Формирование крепи скважины: Учебник для вузов. – М.: МАКС Пресс, 2008. – 264 с.

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ПРИВОДОВ ШТАНГОВЫХ
СКВАЖИННЫХ НАСОСНЫХ УСТАНОВОК**

Д.С. Кирилловых

Научный руководитель - доцент Д.И. Шишлянников

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия

Актуальными задачами для предприятий, осуществляющих скважинную добычу нефти, является снижения удельных энергозатрат на извлечение пластовой жидкости, повышение экономической эффективности использования насосных установок, снижение аварийности и увеличение безопасности нефтепромысловых машин. Все эти задачи реализуются путем повышения эффективности использования промышленного оборудования [1].

На территории России и стран ближнего зарубежья более 70% действующего фонда скважин эксплуатируется с использованием штанговых скважинных насосных установок (ШСНУ). ШСНУ в большинстве случаев оснащены механическими приводами - балансирными станками-качалками. Для обеспечения высокого уровня автоматизации ШСНУ применяются также и перспективные приводы. Актуальным и открытым сохраняется вопрос о рациональности и эффективности использования гидравлических приводов. Внедрение приводов данного типа дает возможность в широких диапазонах менять режим работы ШСНУ [2].

Сотрудниками кафедры «Горная электромеханика» Пермского национально исследовательского политехнического университета были разработаны технические предложения для повышения эффективности использования гидравлических приводов ШСНУ. Были проведены исследования по оценке нагруженности приводов типа «Гейзер» второго и третьего поколения с пневмогидравлическим и электродинамическим уравниванием. Для оценки нагруженности привода использовали программно-регистрационный комплекс «ВАТУР», представляющего собой переносной ваттметр.

На графике мощности (Рис. 1), потребляемой двигателем маслостанции гидропривода с пневмогидравлическим уравниванием, отражены участки рабочего и холостого хода штока силового цилиндра. При рабочем ходе электродвигатель насосной станции гидропривода работает с номинальной нагрузкой (коэффициент мощности составляет 0,86), а при обратном ходе штока приводной электродвигатель существенно недогружен (коэффициент мощности составляет 0,3). Разница потребляемой мощности при рабочем и холостом ходе штока силового цилиндра показывает низкую эффективность уравнивания гидропривода с использованием пневмоаккумуляторов. Это создает значительные удельные энергозатраты при добыче нефти с использованием гидропривода «Гейзер» второго поколения.

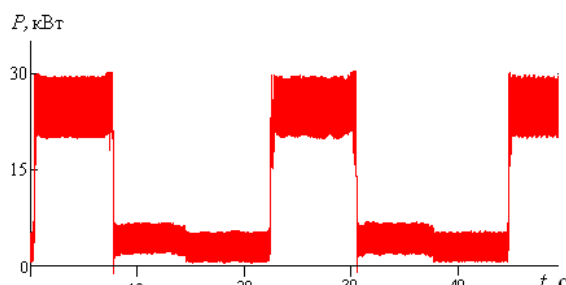


Рис. 1 Активная мощность, потребляемая приводным электродвигателем маслостанции ГПШСН 80-3,5 «Гейзер» второго поколения (пневмогидравлическое уравнивание)

На рисунке 2 представлен график мощности, потребляемой двигателем маслостанции гидропривода «Гейзер» третьего поколения с электродинамическим уравниванием. На нем выделяются участки рабочего и холостого хода штока силового цилиндра гидропривода. При рабочем ходе электродвигатель насосной станции гидропривода работает с номинальной нагрузкой (коэффициент мощности составляет 0,85), а при обратном ходе штока приводной электродвигатель работает в режиме рекуперации электроэнергии в сеть нефтепромысла. Существенные динамические нагрузки, которые возникают при работе гидропривода «Гейзер» третьего поколения, обуславливают ускоренный износ элементов ШСНУ. Привод является неуравновешенным.

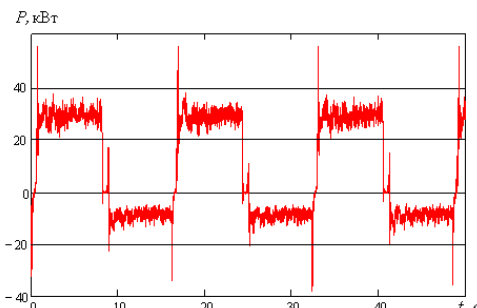


Рис. 2 Активная мощность, потребляемая приводным электродвигателем маслостанции ГПШСН 80-3,5 «Гейзер» третьего поколения (электродинамическое уравнивание)

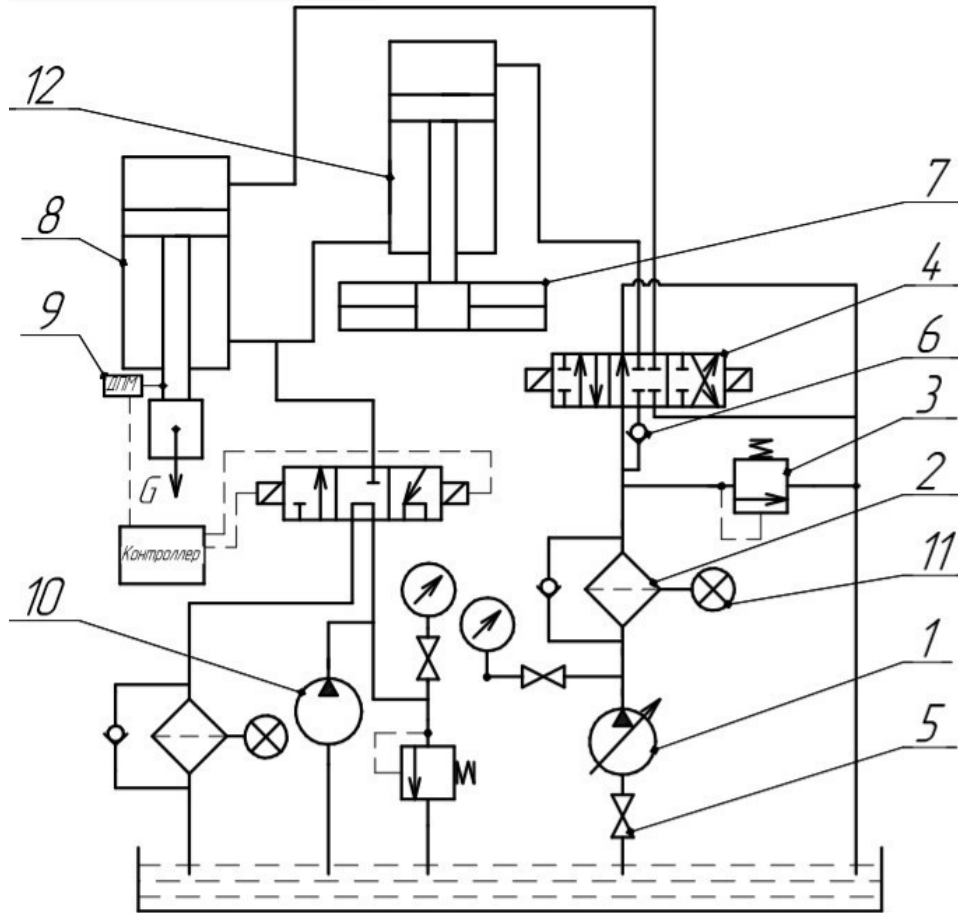


Рис. 3 Схема ГП ШСНУ с грузогидравлическим уравновешиванием: 1 – основной насос; 2 – фильтр; 3 – предохранительный клапан; 4 – распределитель; 5 – задвижка; 6 – обратный клапан; 7 – уравновешивающий груз; 8 – силовой гидроцилиндр; 9 – датчик положения штока; 10 – подпиточный насос; 11 – индикатор засорения фильтра; 12 – уравновешивающий гидроцилиндр

Уравновешивающее устройство позволяет накапливать потенциальную энергию при ходе штанг вниз и отдает её при ходе штанг вверх. Для привода ШСНУ, уравновешивание сводится к установлению таких параметров этого устройства, которые позволили бы создать оптимальный режим работы двигателя насосостанции и обеспечить рациональные энергетические показатели добычи нефти [3].

Использование гидравлического привода ШСНУ с грузогидравлическим аккумулятором (рис. 3), позволяет повысить показатели эффективности процесса добычи нефти, благодаря снижению удельных энергозатрат на подъем пластовой жидкости.

Из этого следует, несовершенство способов уравновешивания гидравлических приводов создает значительные динамические нагрузки на узлы насосных станций и, как следствие, высокий процент отказов насосов и приводных электродвигателей.

Использование гидравлических приводов с грузогидроаккумулятором позволяет эффективно уравновесить гидропривод ШСНУ и существенно снизить удельные энергозатраты на подъем пластовой жидкости.

Литература

1. Копылов А.З. Повышение эффективности работы гидравлических приводов / Копылов А.З., Лычагин Ю.В., Осипов В.И., Цветков В.А. // Автоматизированное проектирование в машиностроении – 2018. – № 6. – С. 43–45.
2. Молчанов А.Г. Машины и оборудование для добычи нефти и газа / Молчанов А.Г. – Учеб. для вузов. 2-е изд., исп. и доп. – М.: Издательский дом Альянс, 2010. – 588 с.
3. Шишлянников Д.И. Повышение эффективности гидравлических приводов штанговых скважинных насосных установок для добычи нефти / Шишлянников Д.И., Устинов А.Н., Тягев М.В., Фролов С.А // Горное оборудование и электромеханика – 2017. – № 7(134). – С. 26–32.

КИСЛОТНЫЙ ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА: СУЩНОСТЬ И ПРИМЕНЕНИЕ В ПРОМЫШЛЕННОСТИ

В.С. Кононов

Научный руководитель - профессор О.С. Чернова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Существует большое количество разновидностей гидроразрыва пласта в связи с широким распространением этого метода воздействия на призабойную зону и длительной практикой его применения. Одной из разновидностей метода является гидроразрыв с использованием растворов соляной кислоты в качестве жидкости разрыва. Кислотный гидроразрыв применяют в трещиновато-кавернозных карбонатных коллекторах, так как там этот способ наиболее эффективен. Большая часть запасов нефти, содержащихся в карбонатных породах-коллекторах, относится к трудноизвлекаемым, и около трети от этих запасов, по отечественным и зарубежным оценкам, можно извлечь только с применением технологии кислотного гидроразрыва, поэтому она должна играть важную роль в разработке подобных запасов. [4] Кроме того, помимо карбонатных пород кислотный гидроразрыв находит своё применение и в песчаниках с тонкими прослоями глины, и не только как метод интенсификации притока, но и как метод улучшения приёмистости нагнетательных скважин. [2]

Сущность кислотного гидроразрыва заключается в применении в рамках одного технологического процесса двух физико-химических воздействий на призабойную зону. Расклинивание пород происходит не только за счёт высоких давлений и темпов нагнетания жидкости разрыва, но и за счёт химических реакций кислоты с породами. Кислота вытравливает каналы вдоль поверхности трещин, поэтому нет необходимости в их креплении пропантантами, так как поверхности получаются неровными, и трещины не могут плотно сомкнуться после снижения давления. [5,2]

Применение кислотного гидроразрыва имеет ряд ограничивающих факторов. Взаимодействие соляной кислоты разной концентрации с известняками характеризуется следующими данными: 1 м^3 7,5 % HCL растворяет 105 кг CaCO_3 , при выделении 26 м^3 CO_2 , 15% HCL растворяет 210 кг CaCO_3 с выделением 52 м^3 CO_2 . Кроме того, при уменьшении концентрации увеличивается и объём жидкости, и время закачки в пласт, а значит и время контакта кислоты с поверхностью труб. Несмотря на то, что 21% HCL наиболее эффективна, целесообразными считаются концентрации 10-15%. [2] Другим ограничивающим фактором является прочность пород. Если порода не способна поддерживать проводимость вытравленных кислотой каналов в трещинах, операция кислотного гидроразрыва будет неэффективной. К такой породе, например, можно отнести мел, где величина модуля Юнга меньше $5-10 \times 10^5$ psi. Ещё одним ограничивающим фактором является количество профильтровавшейся в пласт жидкости. Чем глубже кислота проникнет в пласт, тем выше будет эффективность проведённой операции.

Для оптимизации параметров кислотного гидроразрыва и получения наибольшей длины трещин были разработаны различные технологические решения. Эффективный кислотный гидроразрыв проводят в несколько этапов. 1) Закачка “подушки”, инертной вязкой жидкости для создания системы трещин 2) Закачка вязкой кислоты, которая, собственно, вытравливает в поверхности трещины каналы проводимости 3) Закачка инертного геля-разделителя, для поддержания роста трещины путём вытеснения её прореагировавшей кислоты в конец трещины 4) Закачивание вязкой кислоты для дальнейшего взаимодействия её с поверхностью трещины 5) Закачка инертного геля-вытеснителя для продавливания загущённой кислоты в трещину 6) Обработка закрытой трещины с целью увеличения проницаемости призабойной зоны 7) Продавливание оставшейся в скважине кислоты в пласт.

В качестве подушки и геля-разделителя могут использоваться различные типы шитых жидкостей разрыва, представленные, в основном, жидкостями на водной основе. Такие жидкости инертны, поэтому в них добавляют стабилизаторы температуры для сохранения эффективности при создании первоначальной трещины. Именно “подушка” создаёт основную длину трещины, так как она в меньшей степени фильтруется в пласт по сравнению с кислотой. Гель-разделитель впоследствии подаётся в скважину для компенсации давления, падающего во время закачивания кислоты. Вязкие кислоты получают при добавлении полимеров. Это помогает снизить скорость реакции кислоты с породами и фильтрацию её в пласт. Вязкая кислота имеет меньшую плотность, поэтому она проникает через подушку и реагирует со стенками трещины, образуя проводимые каналы. [5] Вследствие различных значений вязкости кислоты и инертной жидкости подушки кислота проникает в трещины разветвлённо, образуются так называемые “языки”. Наличие языков может играть положительную роль, расстояние проникновения кислоты увеличивается вследствие увеличения скорости её проникновения. [1] Эмульгированные кислоты обычно являются эмульсиями кислоты и нефти в различных соотношениях. Наличие нефти замедляет взаимодействие кислоты с породами пласта, вследствие чего образуются более протяжённые трещины. Также наличие нефти негативно сказывается на проницаемости газа, поэтому эти эмульсии не рекомендуют к применению в газовых пластах. Эмульгированные кислоты применяются чаще всего в низкопроницаемых пластах, где особенно важна длина трещины, несмотря на то, что эти кислоты обладают более слабой растворяющей способностью по сравнению с вязкими кислотами. Помимо соляной кислоты в кислотном гидроразрыве применяются растворы органических кислот, таких как уксусная и муравьиная. При высоких температурах их растворяющая способность сравнима с 15% соляной кислотой, кроме того, они менее интенсивно изнашивают оборудование. [5]

Кислотный гидроразрыв пласта относится к одним из самых высокочатратных операций в нефтедобыче. В настоящее время он может считаться экономически целесообразным при увеличении продуктивности скважин в 2-3 раза с успешностью 85-90%, при продолжительности эффекта минимум 2-3 года. [4]

При проектировании кислотного гидроразрыва для конкретных геологических условий необходимо задавать индивидуальные параметры операции в зависимости от ожидаемого результата. Например, такие как тип кислоты, её концентрация, состав инертных жидкостей подушки и разделителя, объёмы этих жидкостей для

закачивания, давление и температура, при которых будет проводиться операция. Исследования в области применения кислотного гидроразрыва направлены в основном на то, чтобы запроецированные параметры соответствовали геолого-техническим условиям проведения операций с целью повышения их успешности и длительности эффекта от них. В частности, в работах [4] и [3], 2011-го и 2017-го годов опубликованы результаты подобных исследований для нефтяных месторождений Удмуртии и Татарстана соответственно.

Для месторождений Удмуртии после проведения анализа показателей разработки было выявлено, что между успешностью проведения кислотного гидроразрыва и техногенной нагрузкой на скважину (проведение геолого-технических мероприятий по воздействию на пласт, например, предыдущие соляно-кислотные обработки и гидроразрывы, текущие и последующие темпы отбора жидкости) существует зависимость: чем больше было проведено мероприятий, тем ниже успешность планируемого кислотного гидроразрыва и чем выше последующий темп отбора жидкости, тем меньше сохраняется эффект от операции. В связи с этим был выбран и научно-технически обоснован критерий агрегативной стойкости водонефтяной эмульсии (способность системы к сохранению постоянной дисперсности), характеризующий изменение состояния пласта после проведения геолого-технических мероприятий перед операцией кислотного гидроразрыва. При стабилизации величины агрегативной устойчивости необходимо ограничивать соляно-кислотные обработки перед этой операцией. Был также разработан безреагентный метод регулирования таких параметров нефтекислотных жидкостей разрыва как вязкость, время жизни и реакционная способность при различных концентрациях соляной кислоты. При заданном времени жизни реакционная способность может быть увеличена в 3-45 раз. Для продления эффекта от кислотного гидроразрыва были разработаны: а) методики нормирования отбора жидкости в зависимости от изменения величины агрегативной устойчивости, б) составы для разрушения вязких эмульсий и механических примесей, образование которых связано с высокими темпами отбора жидкости, в) внесение изменений в конструкцию УЭЦН для повышения длительности их работы. Применение всего вышеописанного для повышения эффективности кислотного гидроразрыва на месторождениях Удмуртии позволило увеличить продуктивность скважин в 3 раза при сохранении эффекта от операции до 2,2 года. [4]

Для карбонатных пластов нефтяных месторождений Татарстана в отношении кислотного гидроразрыва проводилась разработка промысловых методов поиска параметров операций, проектирования этих операций на основе аналитических моделей, разработка технических решений для совершенствования технологии в промысловых условиях. Были экспериментально определены скорость и порядок реакции растворения карбонатов в кислотных жидкостях разрыва при высоких давлениях, без выделения углекислого газа в отдельную фазу. Были выявлены закономерности влияния сжимающего напряжения на проводимость трещины после кислотного гидроразрыва: а) наиболее интенсивное снижение проницаемости трещины происходит в диапазоне напряжений 10-15 МПа (при депрессии в скважине 4-9 МПа); б) наиболее интенсивно уменьшается проницаемость трещин в породах башкирского яруса (более чем в 500 раз), породы турнейского яруса более устойчивы к нагрузке. Было также установлено, что наилучшее соотношение проводимости и длины трещины достигается при концентрациях HCL 18-20%, а также, что максимальное отношение длины протравленной и гидравлически созданной трещин соответствует значениям 0,5-0,7 соотношения объёмов буферной жидкости и кислоты. В результате данных исследований, а также в контексте исследований оптимизации процессов гидроразрыва для месторождений Татарстана в целом были разработаны: 1) метод унифицированного дизайна для трещин кислотного гидроразрыва 2) критерий кислотного гидроразрыва – более 6 м³ 15-20% HCL на 1 м вскрытой толщины пласта 3) алгоритм и программа расчёта кислотного гидроразрыва в EXCEL для выполнения дизайна кислотной трещины 4) расчёт проницаемости кислотной трещины методом эквивалентного проппанта с применением коммерческого симулятора MFrac. Внедрение полученных автором работы [3] результатов позволило получить средний прирост дебита в 1,44 раза по сравнению со средними показателями и прибыль в размере 78,4 млн руб.

Литература

1. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Яремичук Р.С. Исследование факторов и реализация мер долговременной эксплуатации нефтяных и газовых скважин. В шести тт. Т. 4, книга 2. Гидроразрыв пласта / Отв. ред. А.И. Булатов. – Краснодар: ООО "Просвещение-Юг", 2004. – 357 с.
2. Меликбеков А.С. Теория и практика гидравлического разрыва пласта. – М.: Недра, 1967. – 141 с.
3. Салимов Олег Вячеславович. Гидравлический разрыв карбонатных пластов нефтяных месторождений Татарстана: диссертация ... доктора Технические наук: 25.00.17 / Салимов Олег Вячеславович; [Место защиты: ПАО Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти публичного акционерного общества Татнефть имени В.Д. Шашина], 2017
4. Федоров, Юрий Викторович. Повышение эффективности кислотного гидравлического разрыва пласта в карбонатных коллекторах: диссертация ... кандидата технических наук: 25.00.17 / Федоров Юрий Викторович; [Место защиты: Уфим. гос. нефтяной техн. ун-т]. – Уфа, 2011. – 99 с.: ил. РГБ ОД, 61 11-5/2915.
5. OGCI/PetroSkills Hydraulic Fracturing Applications, Alfred R. Jennings, Jr./ PE Enhanced Well Stimulation, Inc., 2003 – 168 с. Перевод: Денис Малахов.

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЖИДКОСТЕЙ ГРП НА ОСНОВЕ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА ДЛЯ
НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ ГАЗОВЫХ ПЛАСТОВ**

Р.Н. Коротков

Научный руководитель - профессор В.И. Ерофеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Гидроразрыв пласта (ГРП) – самый распространенный метод интенсификации добычи в нефтедобывающей промышленности. Технология гидроразрыва позволяет увеличить приток к скважине путем формирования в горной породе трещины со значительно более высокой проницаемостью, чем проницаемость самой породы [1]. Во время операции ГРП происходит закачивание в пласт под высоким давлением специального геля, который обладает определенной несущей способностью, обеспечивающей транспортировку пропанта в трещину [5].

Жидкость, составляющая основу геля для гидроразрыва пласта, является одним из важнейших компонентов операции ГРП. В настоящее время доступны несколько различных вариантов данной жидкости: использование обычной воды (пресной, минерализованной, водно-спиртового раствора), а также использование жидкостей на углеводородной основе (товарная нефть, дизельное топливо, стабильный газовый конденсат) [2].

Для низкотемпературных газовых пластов (к примеру, залежам туронского газа) крайне важно использовать правильно подобранную рецептуру жидкости ГРП, так как данные пласты очень чувствительны к закачиваемому агенту. К основным особенностям туронских отложений относятся: низкая температура пласта (около 15° С) и повышенное содержание глинистых материалов. Оба эти фактора являются критическими при использовании жидкости ГРП на водной основе, так как возникают риски образования газовых гидратов в призабойной зоне и стволе скважины, а также набухания чувствительных глин, что может привести к закупориванию фильтрационных каналов [3]. Обе эти проблемы решает использование жидкости ГРП на дизельной основе, т.е. с использованием дизельного топлива.

Основными преимуществами использования дизельного топлива в качестве основы для жидкости ГРП для туронских отложений являются: 1) отсутствие эффекта разбухания глин, ввиду их нечувствительности к углеводородной жидкости (рис. 1 демонстрирует нам разбухание туронского керна в воде (А) и его стабильность в дизельном топливе (Б)); 2) предотвращение рисков образования газовых гидратов, водных блоков и изменения смачиваемости породы-коллектора. Дополнительным плюсом от использования геля на дизельной основе является более медленное оседание пропанта в геле, что видно на рис. 2.

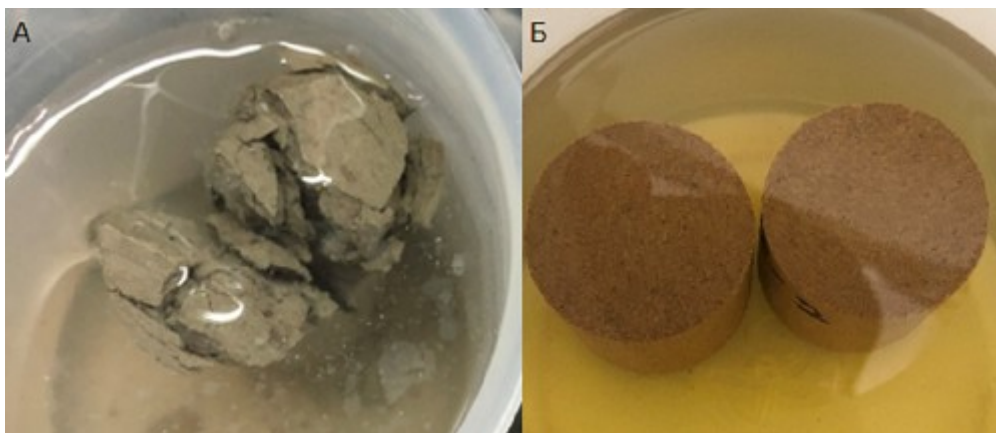


Рис. 1 Взаимодействие образцов керна с водой и дизелем

Но, тем не менее, обладая столь значительными плюсами, жидкость на основе дизельного топлива имеет ряд недостатков. Во-первых, высокая стоимость работ, обусловленная стоимостью дизеля. Во-вторых, необходимость дополнительных мер безопасности, связанных с взрывопожароопасностью углеводорода. Например, постоянный контроль температуры дизеля, принудительное его охлаждение, чтобы избежать повышения температуры до температуры вспышки. В-третьих, использование абсолютно других реагентов, используемых для геллирования и деструкции геля. Также остается много вопросов к качеству и составу самого дизельного топлива, разные образцы демонстрируют разную температуру вспышки, а также разную стабильность при использовании одних и тех же реагентов. Однако все эти недостатки нивелируются экономическим эффектом от повышения производительности туронских скважин [6].

На сегодняшний момент использование гелей на дизельной основе является крайне перспективным и инновационным методом для таких сложных газовых залежей, как, например, туронские. Особенность этих залежей заключается в неоднородности и изменчивости по литологическому составу, а также низкой проницаемости коллекторов [4]. ГРП для данных пластов просто необходим, чтобы получить реальный экономический прирост, однако нужно ответственно подходить к выбору состава геля, а также безопасности работ, чтобы избежать негативных последствий.

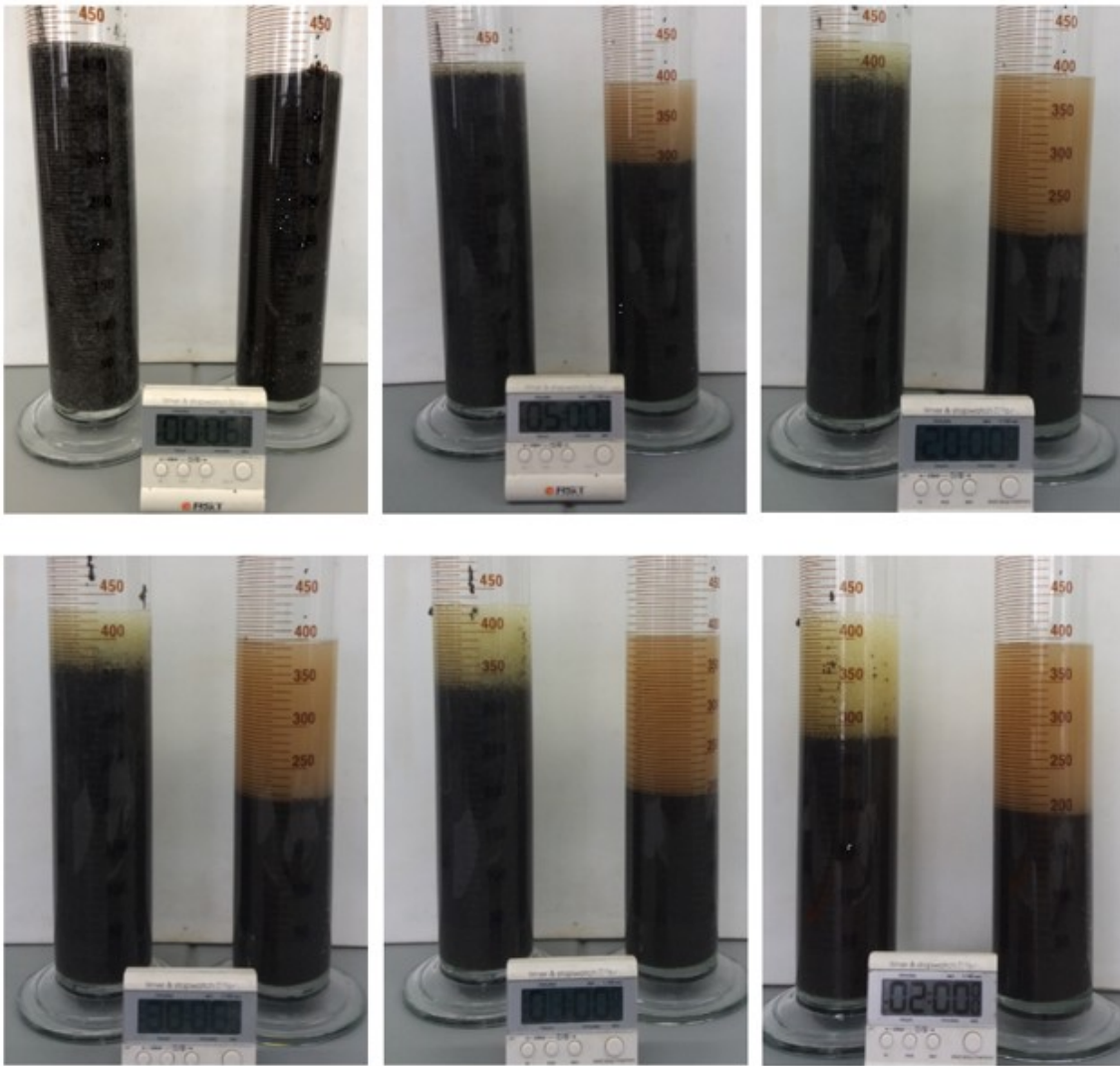


Рис. 2 Скорость оседания проппанта в геле на дизельной и водной основе

Литература

1. Economides, M. J. и Nolte, K. G. Reservoir Stimulation. – Houston, Texas: Schlumberger Dowell, 2000.
2. Gidley J.L., Holditch S.A., Nierode D.E. Fracturing Fluids and Additives. – Texas, 1989. – p. 131–149.
3. Linkov A.M. Analytical Solution of Hydraulic Fracture Problem for a Non-Newtonian Fluid. – Journal of mining science, 2013. – Т.49. – p. 49–55.
4. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1986. – 91 с.
5. Каневская Р.Д. Зарубежный и отечественный опыт применения гидроразрыва пласта. – М.: ИКИ, 2007. – 236 с.
6. Лознюк О., Суртаев В., Сахань А., и др. Многостадийный гидроразрыв пласта открывает потенциал газоносных Туронских залежей в Западной Сибири. – Российская нефтегазовая техническая конференция, 2015.

ОЦЕНКА ВЕРОЯТНОСТИ ВЫПАДЕНИЯ СОЛЕЙ ИЗ ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ

А.А. Кудешов

Научный руководитель - доцент Л.В. Шишмина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время добычу нефти на территории России в основном ведут с применением заводнения для поддержания пластового давления. Данная технология обеспечивает извлечение на поверхность совместно с нефтью, больших объемов воды. Извлекаемая вместе с нефтью вода содержит растворенные неорганические соли, которые могут самопроизвольно выделяться из раствора как при подъеме флюида на поверхность, так и при дальнейшем его движении по системе сбора в виде минеральных отложений. Причиной этого является нарушение химического равновесия при меняющихся термобарических условиях [4].

Осадки солей обнаруживают в призабойной зоне пласта (ПЗП), в глубинных насосах, в насосно-компрессорных трубах (НКТ) на различной глубине по стволу скважины, в трубопроводах систем сбора нефти (ССН), в аппаратах установок подготовки нефти (УПН), в трубопроводах, транспортирующих нефть от дожимных насосных станций (ДНС) и центральных пунктов сбора (ЦПС) до товарных парков, в оборудовании, трубопроводах и скважинах систем поддержания пластового давления (ППД).

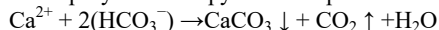
Известно [3], что образование минеральных отложений вызывает серьезные осложнения при добыче, сборе, транспортировке и подготовке нефти:

- снижение проницаемости ПЗП, приводящее к падению дебитов добывающих и приемистости нагнетательных скважин;
- «засоление» НКТ – уменьшение внутреннего диаметра в результате отложения солей и, как следствие, снижение количества жидкости, добываемой скважинами (вплоть до образования глухих солевых пробок и полного прекращения добычи);
- развитие интенсивной локальной коррозии внутренней и наружной поверхности НКТ под отложениями, приводящее к сквозным отверстиям и нарушению герметичности НКТ;
- выход из строя глубинных насосов, как штанговых, так и установок погружных электрических центробежных насосов при механизированном способе добычи;
- развитие интенсивной локальной коррозии наружной поверхности корпусов погружных электродвигателей и насосов;
- выход из строя оборудования газлифтных скважин;
- выход из строя запорной и регулирующей арматуры, в том числе устьевой арматуры скважин;
- выход из строя контрольно-измерительного оборудования;
- выход из строя групповых замерных установок;
- уменьшение внутреннего диаметра трубопроводов ССН;
- снижение производительности сепараторов, печей, электродегидраторов, сепараторов-подогревателей;
- коррозию внутренней поверхности трубопроводов ССН и систем ППД в местах локального отслаивания отложений и под отложениями;
- уменьшение внутреннего диаметра трубопроводов систем ППД.

Показано [3, 5], что образование солеотложений в нефтепромысловом оборудовании характерно практически для всех месторождений как в России, так и за рубежом. Так на нефтегазоконденсатном месторождении «S» в Томской области существует проблема выпадения солей в насосах типа ЦНС, входящих в состав системы поддержания пластового давления, а также в высоконапорных трубопроводах системы ППД. По классификации Сулина используемая вода относится к хлоркальциевому типу [2]. Природа выпадающих солей – карбонаты, что типично для условий Западной Сибири. В систему ППД подтоварная вода с установки подготовки нефти поступает с температурой 55 °С, pH = 6,05.

Основными факторами, влияющими на образование солей, являются: химический состав воды, термобарические условия, и концентрация солей в растворе.

Карбонат кальция CaCO₃ образуется в результате нарушения карбонатного равновесия:



В таблице 1 представлен химический состав подтоварной воды.

Таблица 1

Химический состав подтоварной воды

| Вещество | Концентрация | |
|-------------------------------|--------------|----------|
| | мг/л | Моль/л |
| Cl ⁻ | 41000 | 1,15 |
| Na ⁺ | 29 | 0,0013 |
| Ca ²⁺ | 1703,4 | 0,043 |
| Mg ²⁺ | 182,4 | 0,0076 |
| HCO ₃ ⁻ | 387 | 0,0063 |
| CO ₃ ²⁻ | 0,13 | 2,17E-06 |
| SO ₄ ²⁻ | 36 | 0,000375 |
| pH | 6,05 | |
| Температура | 55 | |

Для оценки вероятности выпадения карбоната кальция используем индекс Ланжелье SI_{CaCO_3} , который показывает насыщение воды карбонатом кальция. При $SI_{CaCO_3} > 0$ $CaCO_3$ может выпасть в осадок, при $SI_{CaCO_3} \leq 0$ раствор не выделяет соли.

Произведен расчет возможности выпадения солей карбоната кальция в насосном оборудовании в системе поддержания пластового давления на месторождении «S» при заданных температурах, (таблица 2).

Алгоритм расчёта [1]:

1. расчёт ионной силы раствора I , пренебрегая вкладом CO_3^{2-} , SO_4^{2-} , и H^+ ;
2. вычисление коэффициентов активности $lgf_{(Ca)}$, $lgf_{(HCO_3)}$ и активности ионов $ra_{Ca^{2+}}$ и $ra_{HCO_3^-}$, воспользовавшись третьим приближением теории Дебая-Хюккеля;
3. расчёт константы диссоциации pK_2 и произведения растворимости $pPPCaCO_3$;
4. расчёт значения водородного показателя данного раствора pH_s , находящегося в равновесии с твердым $CaCO_3$ при данных концентрациях ионов Ca^{2+} , HCO_3^- и остальных веществ;
5. расчёт индекс Ланжелье SI_{CaCO_3} .

Таблица 2

Результаты расчета индекса Ланжелье

| Температура °C | 55 | 50 | 45 | 40 |
|-----------------|--------|--------|--------|--------|
| I | 0,682 | 0,682 | 0,682 | 0,682 |
| $lgf_{(Ca)}$ | 0,631 | 0,631 | 0,631 | 0,631 |
| $lgf_{(HCO_3)}$ | 0,891 | 0,891 | 0,891 | 0,891 |
| $ra_{Ca^{2+}}$ | 1,571 | 1,571 | 1,571 | 1,571 |
| $ra_{HCO_3^-}$ | 2,248 | 2,248 | 2,248 | 2,248 |
| lgK_2 | 10,085 | 10,123 | 10,202 | 10,244 |
| $lgPPCaCO_3$ | 8,718 | 8,682 | 8,605 | 8,565 |
| pH_s | 5,185 | 5,259 | 5,416 | 5,498 |
| SI_{CaCO_3} | 0,865 | 0,791 | 0,634 | 0,552 |

Так как индекс Ланжелье больше нуля при всех заданных температурах, то образование карбоната кальция возможно. Однако наблюдается тенденция, что при уменьшении температуры, индекс Ланжелье снижается, а значит, уменьшается и вероятность выпадения солей.

Таким образом, для уменьшения выпадения солей необходимо снизить температуру подтоварной воды, перед её подачей в систему ППД, что повысит растворимость карбонатов.

Литература

1. Бриков А.В., Маркин А.Н. Нефтепромысловая химия: Практическое руководство по борьбе с образованием солей // М.: Де`Либри, 2018. – 335 с.
2. Дунюшкин И.И. Расчеты физико-химических свойств пластовой и промысловой нефти и воды / И.И. Дунюшкин, И.Т. Мищенко, Е.И. Елисеева – М.: ФГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 448 с.
3. Кашавцев В.Е. Солеобразование при добыче нефти / В.Е. Кашавцев, И.Т. Мищенко – М.: Орбита-М, 2004. – 432 с.
4. Маркин А.Н. Нефтепромысловая химия / А.Н. Маркин, Р.Э. Низамов, С.В. Суховерхов – М.: Владивосток: Дальнаука, 2011. – 288 с.
5. Отложения неорганических солей в скважинах, призабойной зоне пласта и методы их предотвращения / Люшин С.Ф., Глазков А.А., Галева Г.В., Антипин Ю.В., Сыртланов А.Ш. – М.: ВНИИОЭНГ, 1983. – 100 с.

АНАЛИЗ БОЛЬШИХ ДАННЫХ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Р.С. Курмель

Научный руководитель доцент Г.Р. Зиякаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В этой статье рассматривается использование аналитики больших данных, как новой тенденции, в нефтегазовой отрасли, как в добывающих, так и в добывающих отраслях. Представлен обзор последних работ о применении аналитики больших данных как в нефтепереработке (downstream), так и в добывающей (upstream) промышленности. В первой части статьи представлены большие данные и их использование в нефтегазовой отрасли. В последней части рассматриваются основные проблемы, стоящие перед аналитикой больших данных в нефтегазовой отрасли.

Ключевые слова: большие данные, анализ данных, нефтегазовая отрасль, нефть, газ.

Введение

Недавние технологические усовершенствования привели к ежедневному генерированию массивных наборов данных в отраслях разведки и добычи нефти и газа. Сообщалось, что управление этими наборами данных является серьезной проблемой среди нефтегазовых компаний. В отчете Брюле [3] говорится, что инженеры-нефтяники и геологи тратят более половины своего времени на поиск и сбор данных. Большие данные относятся к новым технологиям обработки и обработки этих массивных наборов данных. Эти наборы данных регистрируются в различных вариантах и генерируются в больших объемах при различных операциях в нефтегазовой

промышленности, в сферах добычи (upstream) и переработки (downstream) [8], Более того, в большинстве случаев, при эффективной обработке, они могут выявить важные основные управляющие уравнения, стоящие за сложными инженерными проблемами. Mehta сообщает [7], что по результатам опроса, проведенного General Electric и Accenture среди руководителей, 81 % из них считают, что Big Data входит в тройку приоритетов нефтегазовых компаний на 2018 год. По их мнению, основной причиной этой популярности является необходимость повышения эффективности разведки и добычи нефти и газа. Эта точка зрения и прогнозы на будущее среди руководителей на 2018 год становятся более интересными после того, как мы сравним результаты, полученные Фелблицем [5] в 2013 году. Основываясь на опрос, проведенный IDC Energy в 2012 году, 70 % участников из американских нефтегазовых компаний не были знакомы с Большими данными и их применением в нефтяной инженерии. Это показывает, как изменился интерес к Big Data с 2012 по 2018 год среди руководителей нефтегазовой отрасли.

Анализ больших данных

Большие данные включают неструктурированные (не организованные и объемные текстовые) и многоструктурные данные (включая различные форматы данных, возникающие в результате взаимодействия людей / машин). Эти данные могут поступать с любого датчика или инструмента записи данных. С этим огромным количеством данных сложно справиться из-за проблем с хранением, устойчивостью и анализом. Многие компании имеют дело с огромным объемом данных в своих архивах; однако они не имеют возможности обрабатывать эти данные. Основное применение больших данных заключается в предоставлении инструментов обработки и анализа для растущих объемов данных.

Аналитика больших данных или большие данные относятся к новой технологии, которая может использоваться для обработки наборов данных, которые включают шесть основных характеристик *объема, разнообразия, скорости, достоверности, стоимости и сложности*. С недавним появлением датчиков регистрации данных в разведке, бурении и добыче, нефтегазовая отрасль стала массивной отраслью, требующей больших объемов данных. Анализ сейсмических и микросейсмических данных, улучшение характеристик и моделирования коллектора, сокращение времени бурения и повышение безопасности бурения, оптимизация производительности эксплуатационных насосов, улучшенное управление нефтехимическими активами, улучшенная отгрузка и транспортировка, а также повышенная безопасность труда являются одними из областей применения больших данных в нефтегазовой отрасли. Хотя нефтегазовая отрасль в последнее время проявляет все больший интерес к использованию аналитики больших данных, но все еще существуют проблемы, главным образом из-за отсутствия поддержки бизнеса и осведомленности о больших данных в отрасли. Кроме того, качество данных и понимание сложности проблемы также входят в число сложных параметров, стоящих перед применением больших данных.

Проблемы использования больших данных

Одной из основных проблем применения больших данных в любой отрасли, включая нефтегазовую, является стоимость, связанная с управлением записью, хранением и анализом данных. С недавними технологическими усовершенствованиями стали доступны туманные вычисления, облачные вычисления и Интернет вещей (IoT) для решения проблем, связанных с хранением данных и вычислениями [6]. Дорогостоящие и ограниченные средства облачных вычислений не подходят для нефиксированного местоположения или чувствительных к задержке приложений. С другой стороны, средства туманных вычислений предоставляют средства хранения и вычислений ближе к источникам генерации данных, что в некоторой степени решает упомянутые проблемы. Тем не менее, IoT является более новой технологией, которая более мобильна и устраняет проблемы с задержкой [6].

В исследовании, проведенном Камероном [4], автор упоминает, что проблемы использования больших данных для нефтесервисных компаний включают знания персонала в нефтяных компаниях и вопросы владения данными. Он упоминает, что Большие Данные могут быть использованы для сейсмического анализа, моделирования коллектора, услуг по бурению и отчетности по добыче [4]. Кроме того, он определил девять факторов для успешного применения Больших Данных для нефтегазовой промышленности, включая точное определение бизнес-проблемы, объединение методов Больших Данных с физическим анализом данных с использованием междисциплинарной команды компьютерных ученых и инженеров-нефтяников, удобный пользовательский интерфейс, ориентированный на потребности и точно решающий, как решенная проблема связана с общей картиной.

Появление «больших данных» в нефтегазовой отрасли стало более заметным благодаря эволюции цифровых месторождений, где различные датчики и регистрирующие устройства генерируют миллионы данных каждый день. Одной из критических проблем на цифровых месторождениях нефти является передача данных с месторождения на объекты обработки данных на основе типа данных, объема данных и протоколов данных.

В ходе опроса, проведенного IDC Energy [5], было установлено, что самой большой проблемой при использовании больших данных в нефтегазовой отрасли является отсутствие осведомленности и поддержки бизнеса. Другие проблемы, обнаруженные в этом опросе, были решение о соответствующих данных, нехватка квалифицированного персонала и стоимость инфраструктуры больших данных. Таким образом, ознакомление персонала и руководителей с технологией и ее приложениями значительно облегчит внедрение больших данных в нефтегазовой отрасли.

Основываясь на их исследованиях, технические проблемы были в основном связаны с ограничениями, связанными с датчиками записи данных. Другой проблемой была частота записи данных, а также качество записанных данных. Наконец, важной задачей является глубокое понимание физики проблемы. Опытные инженеры-нефтяники должны сотрудничать с учеными в области данных, чтобы правильно применять инструменты больших данных для решения различных проблем в области нефтяной инженерии.

Вывод

В этой статье был проведен обзор применения аналитики больших данных в нефтегазовой отрасли. Благодаря недавним улучшениям в технологиях записи данных и необходимости эффективной разведки и добычи,

большие данные приобрели интерес и значимость в нефтегазовой отрасли. Для разведочных работ, недавних улучшений в сейсмических устройствах, объем сгенерированных данных значительно увеличился. Кроме того, анализ данных с датчиков позволил улучшить характеристики и моделирование пласта, тогда как анализ данных во время мониторинга бурения позволяет оптимизировать время бурения и улучшить безопасность. Большие данные были успешно использованы в производстве в таких областях, как оптимизация производительности электрических погружных насосов и методы распределения производства. Большие данные также успешно использовались в нефтегазовой отрасли в таких областях, как переработка нефти, транспортировка нефти и газа и безопасности. Хотя большие данные вызывают интерес со стороны компаний, занимающихся разведкой и добычей, но все еще существуют некоторые серьезные проблемы, которые необходимо решить для эффективного применения больших данных. Эти проблемы в основном включают в себя отсутствие поддержки бизнеса и осведомленности о больших данных в отрасли, качество данных и понимание сложности проблемы.

Литература

1. Вичугонова А. Как Big Data и Machine Learning в нефтегазовой отрасли помогают экономить миллиарды, 2019 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.bigdataschool.ru/bigdata/machine-learning-v-нефтегазовой-отрасли.html>.
2. Газпром нефть ведет разработку Data Science для анализа больших объемов промышленной информации с применением методов машинного обучения, 2017 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://neftegaz.ru/news/Geological-exploration/208358-gazprom-neft-vedet-razrabotku-data-science-dlya-analiza-bolshikh-obemov-promyshlennoy-informatsii-s/>.
3. Brulé M.R., Group IBMS The Data Reservoir : How Big Data Technologies Advance Data Management and Analytics in E & P Introduction – General Data Reservoir Concepts Data, 2015.
4. Cameron D., AsBig S. Data in Exploration and Production: Silicon Snake-oil, Magic Bullet, or Useful Tool?
5. Febowitz J., Insights IDCE Analytics in Oil and Gas: the Big Deal about Big Data, 2013, pp. 5–7.
6. Konovalov S., R. Irons-mclean Addressing O & G Big Data Challenges at the Remote Edge Fog Computing and Key Use Cases, 2015, pp. 3-5.
7. Mehta A. Tapping the Value from Big Data Analytics , 2018.
8. Wipro B.C., WiproSmart K.K. Decision Making Needs Automated Analysis " Making Sense Out of Big Data in Real-time, 2014.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ГЛИКОЛЕЙ И ВОДОМЕТАНОЛЬНОГО РАСТВОРА НА ПРИМЕРЕ ЯМБУРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.А. Кустубаев, Т.Т. Мансуров

Научный руководитель - доцент М.В. Мищенко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Качество процесса осушки природного газа в значительной мере оценивается температурой его точки росы по воде. Это самая высокая температура газа, при которой водяной пар в газе становится насыщенным, но при этом еще сохраняется термодинамическое равновесие между газообразной и жидкой фазами воды. При дальнейшем снижении температуры газа водяной пар конденсируется в капельную влагу [3].

До 1996 года установка подготовки газа №1В работала по схеме гликолевой осушки, однако после для предупреждения гидратообразования на низкотемпературных участках технологического процесса вместо нее ввели ингибирование «сырого» газа метанолом, с регенерацией насыщенного водометанольного раствора на проектной установке регенерации ДЭГа [2].

Целью работы является рассмотрение возможности применения гликолей на УКПГ-1В.

Актуальность работы заключается в целесообразности обратного перехода по схеме гликолевой осушки, так как регламентированная точка росы по влаге с применением ВМР не достигается (нехватка 0,6°C) и наблюдается выпадение гидратов в низкотемпературном абсорбере А₂.

Моделирование проводилось при расходе гликолей в 3 м³/ч или 3300 кг/ч, что (при расходе газа в 300 тыс. м³/ч) соответствует удельному расходу в 11 кг/1000 м³, осредненный расход для типичной УКПГ, подготавливающей газ Сенюманской залежи [4].

На степень осушки газа гликолями существенное влияние оказывает температура контакта в абсорбере, а на УКПГ-1В этот показатель достаточно высок и составляет 20-40°C, при таком температурном диапазоне не будут достигаться требуемая величина точки росы газа, что будет способствовать выпадению гидратов в низкотемпературных элементах оборудования. Поэтому было проведено исследование эффективности работы гликолей и ВМР для более низких температур контакта – в диапазоне 5-20°C. Для достижения таких температур после ДКС потребуется большее количество мощностей для его охлаждения, что является первым минусом внедрения гликолей [2].

В качестве «базовых» параметров схемы в процессе моделирования в «Honeywell UniSim Design» были выбраны реальные технологические параметры УКПГ-1В Ямбургского месторождения: ДЭГ/ТЭГ – 85% масс., расход ВМР 1 м³/ч, температура газа перед абсорбером А₁ – 20 °С, давление газа перед абсорбером А₁ – 8 Мпа, температура газа перед низкотемпературным сепаратором С₁ – (-5) °С, давление газа перед низкотемпературным сепаратором С₁ – 12,5 Мпа, температура газа перед низкотемпературным абсорбером А₂ – (-30) °С, давление газа перед низкотемпературным сепаратором А₂ – 7.5 Мпа, расход конденсата на орошение низкотемпературного абсорбера А₂ – 20 м³/ч.

СЕКЦИЯ 10. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Результаты данного исследования в программной среде «Honeywell UniSim Design» представлены на рисунках 1, 2, 3, на каждом графике отображены зависимости точки росы газа от температуры контакта для каждой реперной точки исследования – после абсорбера (колонны отдувки метанола) A_1 , после низкотемпературного сепаратора C_2 и после низкотемпературного абсорбера A_2 соответственно.

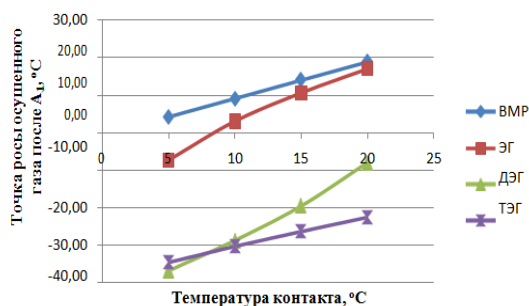


Рис. 1 Зависимость точки росы газа после абсорбера A_1 от температуры контакта

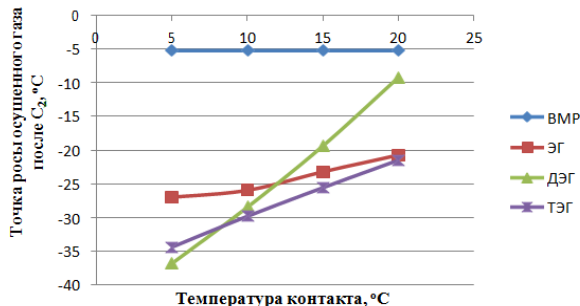


Рис. 2 Зависимость точки росы газа после абсорбера C_2 от температуры контакта

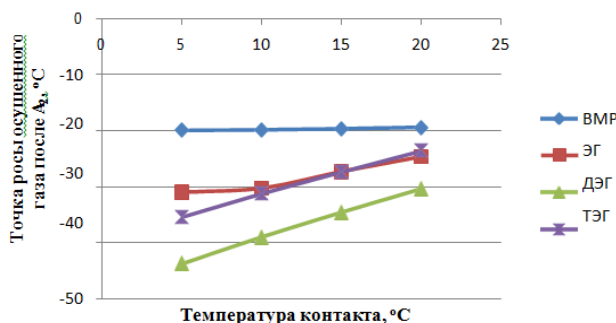


Рис. 3 Зависимость точки росы газа после абсорбера A_2 от температуры контакта

Согласно данным рисунка 1 и таблицы ВМР и ЭГ плохо справляются с осушкой газа в абсорбере (колонны отдувки) A_1 , при этом ЭГ более эффективен, чем ВМР, разница точек росы в данном температурном диапазоне от 1,85°C до 11,56°C. ДЭГ и ТЭГ обеспечивают требуемую точку росы уже при температуре контакта ниже 15 °C, однако далее в схеме подготовки присутствует колонны C_2 и A_2 и необходимо оценивать точку росы конечного осушенного газа, идущего в УХРЗ и в магистральный трубопровод.

После низкотемпературного сепаратора точка росы газа при использовании ВМР достигает минус 5,2 градуса Цельсия на всем температурном интервале. ДЭГ осушает газ до наиболее низкой точки росы (-36,8°C) при наименьшей температуре контакта и до наиболее высокой точки росы при наибольшей (-9,17°C). ЭГ показывает хорошие результаты – точки росы меньше минус 20°C на всем интервале, ТЭГ обеспечивает еще более низкую точку росы [1].

Наиболее важны значения точки росы осушенного газа после низкотемпературного абсорбера A_2 , ведь именно к нему предъявляются требования СТО Газпром 089-2010. ВМР при расходе 1 м³/ч практически обеспечивает регламентируемую точку росы даже при высоких температурах исходного сырого газа (-19, 42°C) и обеспечивает (-20,01°C) при температуре контакта 5°C. ТЭГ и ЭГ обеспечивают более низкие и практически одинаковые точки росы, однако ввиду того, что первый гликоль имеет намного более высокую стоимость, чем все остальные, его внедрение в условиях УКПГ-1В абсолютно нецелесообразно. Вероятнее всего низкая эффективность ТЭГа обусловлена большой степенью растворимости углеводородов (конденсата и ароматики) в ТЭГе (больше на 25-30%, чем в ДЭГе), что в свою очередь снижает осушающую способность осушителя, а сырье УКПГ-1В содержит большое количество конденсата. ДЭГ обеспечивает самые низкие точки росы – от минус 43,7°C до минус 30,4°C, что соответствует очень высокой степени осушки.

Литература

1. Гриценко А.И. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России / Гриценко А.И., Истомин В.А., Кульков А.Н. – М.: ОАО «Издательство Недра», 2003. – 473 с.
2. Коломийцев В.В. Технологический регламент на эксплуатацию газового промысла №1В Ямбургского НГКМ. – Новый Уренгой: ООО «Газпром Добыча Ямбург», 2003. – 277 с.
3. Николаева Г.И. Массообменные процессы. Учебное пособие. – Улан-Удэ: Изд-во ВСГТУ, 2005. – 238 с.
4. Усачёв М.Н. Разработка модели классификатора для оценки качества гликолевых абсорбентов при осушке природного газа/ Усачёв М.Н., Ефимова Ю.А., Зайцев Н.К. // НефтегазоХимия. – М.: Обракадемнаука, 2016. – № 2 – С. 53–58.

ЛАБОРАТОРНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ СТЕПЕНИ КАТАГЕНЕЗА ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА НА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ПРОВЕДЕНИЯ ВНУТРИПЛАСТОВОГО ПИРОЛИЗА С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПОРОД БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

А.С. Мазурова¹, М.В. Субботина¹, А.М. Горшков², И.С. Хомяков¹

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

²АО «Геологика», г. Новосибирск, Россия

Самыми эффективными с точки зрения выработки запасов керогеносодержащих сланцевых пород являются тепловые методы, позволяющие под действием высоких температур превращать кероген в жидкие и газообразные углеводороды, а также формировать микро и макротрещиноватость матрицы сланцевых пород, что позволяет повысить коэффициент извлечения нефти и газа за счет увеличения дренируемых зон. В целом технология добычи нефти из сланцевых формаций термическими методами может проходить двумя способами: поверхностный ретортинг (surface retorting) и внутрипластовый ретортинг (in-situ retorting) [7]. С точки зрения энергоэффективности наиболее предпочтительным для условий Западной Сибири является внутрипластовый ретортинг, при котором кероген с помощью внутрипластового нагрева превращается в синтетическую нефть и газ, которые могут быть извлечены на поверхность с использованием традиционных способов добычи.

Внутрипластовый пиролиз является довольно «молодым» в России, поэтому основные научные центры (Сколковский институт науки и техники, ВНИИнефть и т.д.) только начинают проводить лабораторные исследования моделирования тепловых методов для выявления основных закономерностей влияния температурной обработки на физико-химические свойства образующейся нефти и коллекторские свойства пород баженовской свиты разного литологического состава и разной степени зрелости органического вещества. На решение одной из этих проблем и будет направлена данная работа.

Целью данной работы являлось исследование влияния температурной обработки горных пород баженовской свиты разной степени катагенетической зрелости органического вещества на коэффициент извлечения углеводородов и фильтрационно-емкостные свойства слагающих пород для подбора оптимальной температуры проведения внутрипластового пиролиза.

Для выполнения поставленной цели были отобраны образцы горных пород баженовской свиты, вскрытой разведочной скважиной Орехово-Ермаковского нефтяного месторождения и эксплуатационной скважиной Приобского нефтяного месторождения. Всего было отобрано 17 образцов керна равномерно по всему разрезу баженовской свиты в указанных скважинах. Значения кажущейся минералогической плотности исследуемых образцов керна варьируются от 1,97 до 2,76 г/см³ и определяются, в основном, содержанием органического вещества (рис. 1).

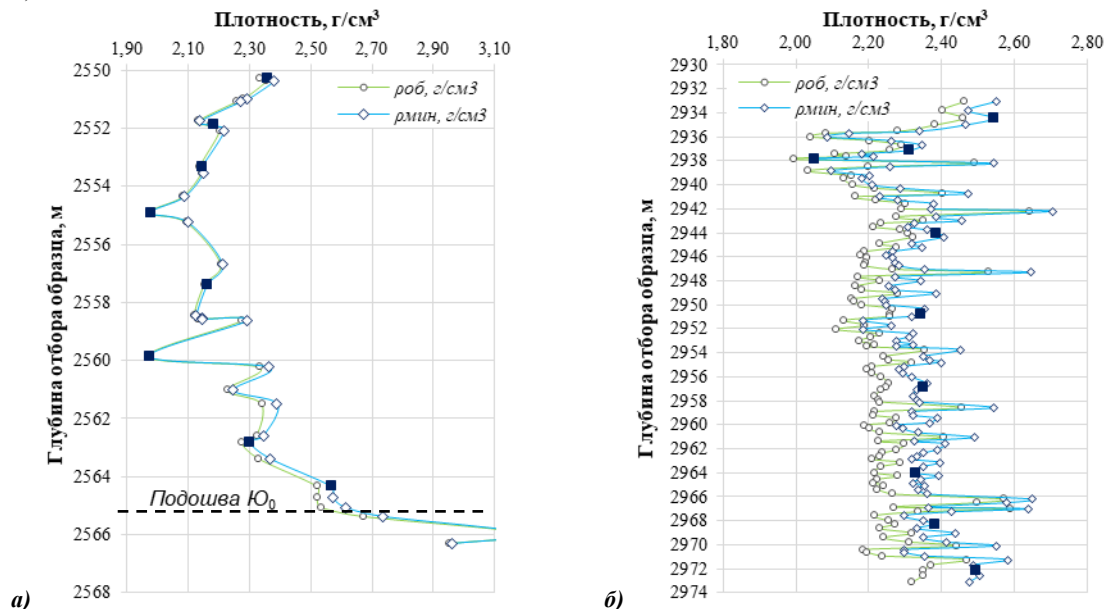


Рис. 1 Изменение объемной и кажущейся минералогической плотности образцов керна баженовской свиты: а) – разрез, вскрытый разведочной скважиной Орехово-Ермаковского месторождения; б) – разрез, вскрытый эксплуатационной скважиной Приобского месторождения. На графике квадратами выделены образцы, отобранные для проведения исследования.

Сущность лабораторных экспериментов по исследованию влияния тепловой обработки на породы баженовской свиты заключалась в постепенном нагреве измельченных образцов керна в кислородной среде сначала в сушильном шкафу при температуре от 70 до 200 °С и затем в муфельной печи до 350 °С. Время тепловой обработки составляло 24 часа во всех экспериментах. После каждой ступени нагрева исследуемые образцы охлаждались до комнатной температуры и определялись следующие основные параметры:

- масса образцов для расчета потери массы после каждой ступени теплового воздействия и построения дифференциальной кривой (рис. 2);

- петрофизические свойства: кажущаяся минералогическая плотность, коэффициент пористости (рис. 2) и кажущаяся проницаемость по газу;
- значения пиков S1 и S2 для оценки степени реализации генерационного потенциала баженовской свиты после теплового воздействия (для определенных температур).

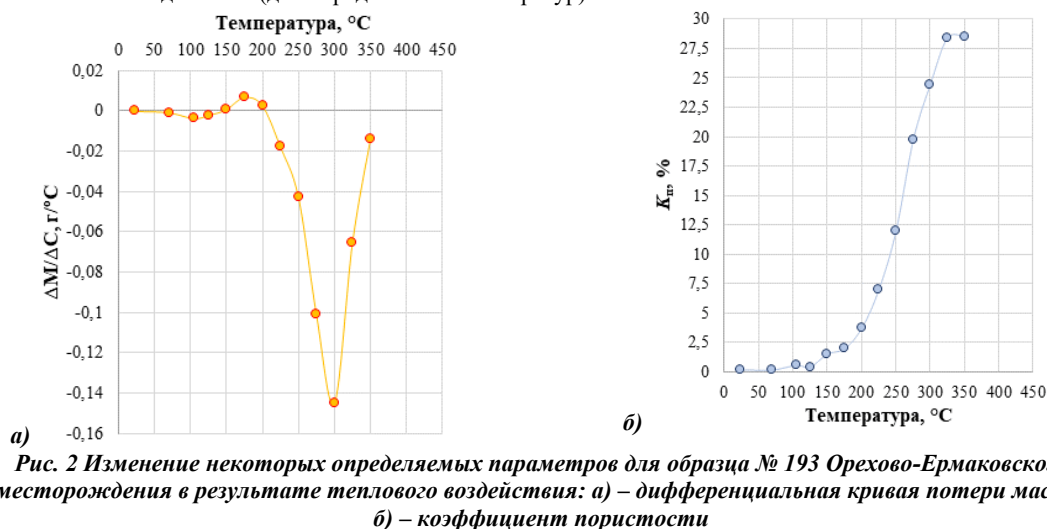


Рис. 2 Изменение некоторых определяемых параметров для образца № 193 Орехово-Ермаковского месторождения в результате теплового воздействия: а) – дифференциальная кривая потери массы; б) – коэффициент пористости

Для определения петрофизических свойств образцов керна баженовской свиты использовался подход «Gas Research Institute» [3, 4], который заключается в измельчении образца горной породы для ускорения процесса подготовки керна (экстракция) и повышения достоверности определения объема минерального скелета. Перед началом исследования полноразмерный керн дробился и просеивался на ситах с размером ячеек 5 и 2 мм для получения однородной по размеру фракции. Масса исходной навески для каждого образца составляла около 40 грамм. Определение объемной плотности измельченных образцов керна осуществлялось модифицированным методом жидкостенасыщения, разработанным специально для ультранизкопроницаемых горных пород [5]. Стоит отметить, что объемная плотность керна определялась для образцов с естественной насыщенностью один раз при комнатной температуре и считалось, что объемная плотность не меняется при тепловом воздействии. Кажущаяся минералогическая плотность горных пород определялась газоволюметрическим методом на газовом пикнометре ПИК-НАНО-НСФ (АО «Геологика»). Коэффициент пористости рассчитывался по значениям объемной и кажущейся минералогической плотности. Кажущаяся проницаемость по газу (гелию) горных пород баженовской свиты определялась на измельченных образцах керна согласно методу «Pressure Pulse Testing» [1-4] на матричном пермеаметре ПИК-НАНО-НСФ (АО «Геологика»). В основе метода лежит аппроксимация многопараметрической экспоненциальной функцией экспериментальных данных падения давления, которое возникает из-за проникновения гелия в микропоры отдельных частиц измельченного керна, и последующее вычисление кажущейся проницаемости по газу по параметрам полученной кривой [1-4].

Степень реализации генерационного потенциала баженовской свиты после теплового воздействия определялась методом Rock-Eval [6]. В основе метода Rock-Eval лежит термическое моделирование эволюции нефтематеринской породы. Эксперимент заключается в следующем: навеска измельченной горной породы размерностью (<0,5 мм) массой 10-100 мг нагревается в токе инертного газа (или азота) от 300 до 650 °C. Вначале при постоянной температуре 300°C в печи пиролиза происходит испарение свободных углеводородов (пик S1). После начинается постепенное увеличение температуры до 650 °C в результате чего наблюдается термическое разрушение керогена, сопровождающееся выделением газообразных и жидких углеводородов (пик S2). Пик S2 при определенной температуре обработки образцов керна баженовской свиты характеризует остаточный генерационный потенциал. Зная исходное значение генерационного потенциала баженовской свиты можно оценить степень реализации генерационного потенциала при определенной температуре теплового воздействия.

В результате проделанной работы можно сделать вывод, что при нагреве образцов керна баженовской свиты Орехово-Ермаковского и Приобского месторождения при температуре от 225 до 325 °C наблюдается высокая степень реализации генерационного потенциала баженовской свиты (до 90%) а также существенный рост коэффициента пористости (в несколько раз) и кажущейся проницаемости по газу (на несколько порядков). Оптимальной температурой проведения внутрипластового пиролиза в кислородной среде для образцов керна баженовской свиты исследованных месторождений является 300 °C.

Литература

1. Gorshkov A.M., Kudryashova L.K., Lee-Van-Khe O.S. Petrophysical rock properties of the Bazhenov Formation of the South-Eastern part of Kaymysovsky Vault (Tomsk Region) // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2016. – Vol. 43: Problems of Geology and Subsurface Development. – Tomsk, 2016. – 012010, 6 p.
2. Gorshkov A.M. Permeability measurements of Bazhenov Formation rocks on plugs and crushed core // IOP Conference Series Earth and Environmental Science. – 2019. – Vol. 272: International science and technology conference «Earth science». – 032005, 8 p.
3. GRI-95/0496 Development of Laboratory and Petrophysical Technigues for Evaluating Shale Reservoirs/ Final technical report. – Gas Research Institute. Chicago, Illinois. October 1986 – September 1993.

- Luffel D.L., Hopkins C.W. Matrix Permeability Measurement of Gas Productive Shales. SPE Annual Technical Conference and Exhibition (3–6 October, Houston, Texas, USA). SPE 26633-MS, – 1993.
- Горшков А.М. Методика определения пористости ультранизкопроницаемых пород баженовской свиты на дезинтегрированном керне // Успехи современного естествознания. – 2017. – № 12. – С. 129 – 133.
- Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефтей. Пер. с англ. Под ред. Н.Б. Вассоевича, Р.Б. Сейфуль-Мулюкова. – М.: Мир, 1981. – 368 с.
- Цветков Л.Д., Цветкова Н.Л. Сланцевая нефть России // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – 2013. – №5 (16). – С. 219 – 230.

СРАВНИТЕЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДОВ ЭКСТРАКЦИИ НИЗКОПРОНИЦАЕМОГО КЕРНА

В.В. Малинин

Научный руководитель - главный специалист лаборатории физики пласта И.А. Кузнецов
АО «ТомскНИПИнефть», г. Томск, Россия

Общеизвестно, что наиболее объективное и детальное представление о физических свойствах пород можно получить в результате исследования образцов горной породы лабораторными методами. И только после бурения достаточного числа скважин и проведения соответствующих исследований для этой цели используют методы промышленной геофизики. Понятно, что для качественных связей керн-ГИС необходимо обеспечить высокую достоверность результатов лабораторных исследований.

При проведении лабораторных исследований большое внимание уделяется пробоподготовке: чем качественнее будет проведен этот этап, тем достовернее будет конечный результат. В работе приведены результаты сравнительных исследований полноты экстракции образцов керна двумя различными методами.

В Лаборатории физики пласта АО «ТомскНИПИнефть» (ЛФП) применяются в основном 2 метода экстракции: экстракция в аппаратах Сокслета (длительный метод экстракции) и экстракция в центрифужном экстракторе (экспресс метод).

В качестве растворителя для аппаратов Сокслета в ЛФП применяется толуол. Горячая экстракция толуолом в аппаратах Сокслета занимает продолжительное время (от нескольких недель, до нескольких месяцев). Критерием завершения очистки служит визуальная оценка степени загрязнения растворителя на основе сопоставления цвета растворителя с типовой шкалой, т.е. субъективное решение оператора [1]. В связи с высокой загрузкой лаборатории керновыми исследованиями, необходимо сокращение времени экстракции образцов горной породы. В этой связи во многих лабораториях используют центрифужный экстрактор для сокращения времени экстракции.

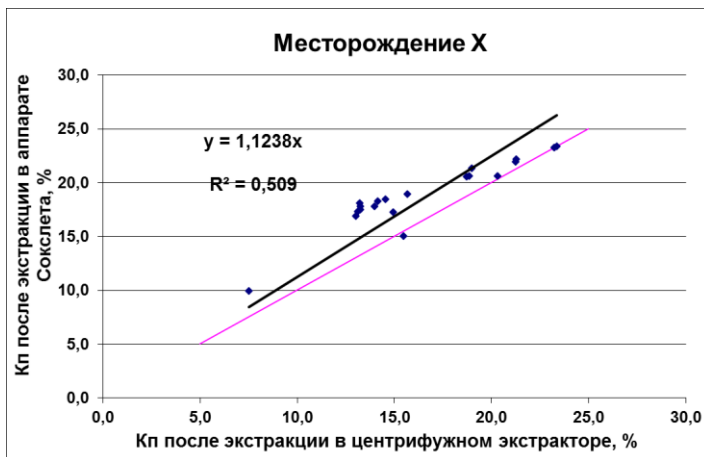


Рис. 1 Корреляционная зависимость пористости образцов керна месторождения X- после центрифужного экстрактора и комбинированной очистки в центрифужном экстракторе и в аппаратах Сокслета. Розовым цветом показана линия с единичным наклоном

дополнительной экстракции в течении 2 недель в аппарате Сокслета были построены корреляционные зависимости. Сравнительный анализ двух методов экстракции на образцах горной породы месторождения X показал, что значения пористости, полученные на экстрагированных в центрифужном экстракторе образцах горной породы, смещены относительно линии с единичным наклоном (рисунок 1).

Качественная оценка двух методов экстракции показывает различие полноты экстракции образцов горной породы. Необходима новая методика для оперативного экстрагирования низкопроницаемых образцов горной породы с количественной оценкой остаточного содержания углеводородов (УВ) в поровом пространстве.

В связи с этим была поставлена задача: подготовка методики оперативной экстракции низкопроницаемых образцов горной породы с количественной оценки полноты извлечения углеводородов из горной породы. Для

В центрифужных экстракторах растворитель проходит через образец горной породы, вымывая из порового пространства УВ и пластовую воду. Метод экстрагирования с помощью центрифужного экстрактора относится к экспресс-методу. Рекомендуемая длительность процесса составляет не менее 4 часов [2]. В центрифужных экстракторах обычно используют спиртобензольную смесь.

Проведены сравнительные исследования двух методов очистки низкопроницаемых образцов месторождения X. Образцы горной породы проэкстрагированы в центрифужном экстракторе, затем определена их пористость по газу [1,3,4]. На следующем этапе образцы дополнительно экстрагировали в аппаратах Сокслета толуолом в течение 2 недель. Повторно определяли пористость по газу. По полученным значениям пористости, после экстракции в центрифужном экстракторе и

выполнения данной задачи были отобраны 2 представительные группы образцов керна месторождения Y из нефтенасыщенной части пласта: группа Y1 и группа Y2.

Группа образцов Y1 (четные номера) экстрагировалась в соответствии с ГОСТ 26450.0-85 в аппаратах Сокслета толуолом в течение 1 месяца. После чистки образцы группы Y2 высушивали в термощкафу при температуре 105 °С до постоянного веса, определяли пористость и проницаемость образцов керна по газу. Затем на образцах горной породы проводили исследования по определению остаточной насыщенности УВ методом RockEval.

Группа образцов Y2 (нечетные номера) очищалась в два этапа: сначала в центрифужном экстракторе в течение 16 часов (4 цикла чистки) спиртобензольной смесью; затем повторно экстрагировали данные образцы в аппаратах Сокслета толуолом в течение 2 недель. Высушивали образцы в термощкафу до постоянного веса, определяли пористость и проницаемость образцов по газу. На образцах горной породы коллекции Y2 так же проводили исследования по определению остаточной насыщенности УВ методом RockEval. Далее по полученным значениям пористости и проницаемости групп образцов Y1 и Y2 была построена зависимость проницаемости от пористости.

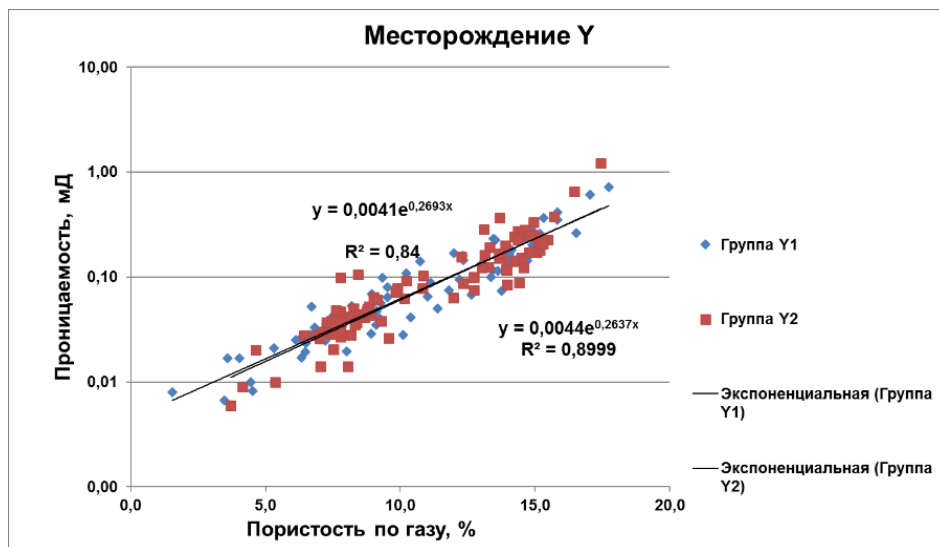


Рис. 2 Зависимость проницаемости от пористости для двух коллекций образцов месторождения Y после чистки разными способами

На основе результатов экстракции образцов месторождения Y были получены корреляционные зависимости пористости и проницаемости, по которым видно сопоставимость петрофизических параметров, что косвенно подтверждает полноту экстракции двух групп образцов. Систематических отклонений средних значений и дисперсий пористости и проницаемости по газу группы образцов Y1 после чистки в аппаратах Сокслета в течение 1 месяца и группы образцов Y2, которые экстрагировались в центрифужном экстракторе и в аппаратах Сокслета, не обнаружено. Анализ результатов исследований определения насыщенности УВ методом RockEval показывает, что содержание свободных УВ в образце после чистки двумя способами ниже расчетного значения допустимого содержания УВ для систематической погрешности определения пористости 1 % (отн.) т.е. образцы очищены.

На основании сравнительных исследований можно сделать заключение о необходимости использования комбинированной чистки низкопроницаемых образцов. При сохранении качества очищения порового пространства, появляется возможность оперативной очистки образцов горной породы – время очистки низкопроницаемых образцов горной породы сокращается с 1 месяца до 2 недель, что снижает трудозатраты на подготовительные процессы.

Литература

1. ГОСТ 26450.0-85 «Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств».
2. Добрынин В.М., Ковалев А.Г., Кузнецов А.М. Черноглазов В.Н. Фазовые проницаемости коллекторов нефти и газа. М.: ВНИИОЭНГ, О.И. Геология, геофизика и разработка месторождений. –1988. – 56с.
3. РД 39-0147710-218-86 «Единая отраслевая методика по определению в лабораторных условиях параметров, характеризующих коллекторские свойства пласта».
4. СТО 44235454-001-2011 «Породы горные. Методика измерений коэффициента открытой пористости и коэффициента газопроницаемости с применением анализатора пористости и газопроницаемости горных пород АР-608».

ОПТИМИЗАЦИЯ ГАЗЛИФТНОГО СПОСОБА ДОБЫЧИ НЕФТИ В ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ОСТРОВА САХАЛИН

А.А. Михеев

Научный руководитель - старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

В настоящее время в России и мире уделяется большое внимание вопросам развития сектора морской нефтегазодобычи. Данный интерес сформирован, с одной стороны, значительным потенциалом данной отрасли, реализация которого способна обеспечить потребность мирового рынка в энергоносителях в средне- и долгосрочной перспективе, с другой – необходимостью реализации требуемой трансформации сектора морской нефтегазодобычи с целью сохранения его конкурентоспособности в условиях динамично меняющегося энергетического рынка.

В качестве метода механизированной добычи в морских условиях применяется газлифтная эксплуатация. Также газлифт применяется и в ряде других случаев, когда данный метод признается более выгодным с инженерной и экономической точки зрения (например, на поздних стадиях эксплуатации месторождения, так как газлифт применим на любом этапе разработки).

Задача газлифта – газирование жидкости. При этом плотность газожидкостной смеси (следовательно, давление ее столба в скважине) с ростом газосодержания уменьшается, забойное давление скважины снижается. Приток продукции зависит от расхода газа.

Газлифт используют при наличии факторов, которые значительно усложняют работу насосов:

- высокое газосодержание или температура жидкости,
- наличие песка,
- отложения парафина и солей,
- добыча в кустовых и наклонно направленных скважинах.

Эффективность газлифта зависит от вязкости, скорости движения смеси, устьевого давления [1].

В геолого-технических условиях месторождений острова Сахалин газлифт используется для увеличения депрессии на пласт до максимально допустимой с целью повышения отбора и оптимизации добычи. Текущее пластовое давление позволяет поддерживать фонтанную добычу на большинстве скважин фонда, однако, при дальнейшем увеличении обводненности потребуются перевод на механизированную добычу. Другой причиной перевода скважин на газлифтную эксплуатацию является оптимизация добычи при снижении продуктивности скважин или пластового давления. В некоторых скважинах с невысоким газовым фактором газлифт периодически применялся на начальном этапе эксплуатации, а также для стабилизации дебита и оптимизации добычи. В настоящее время газлифт применяется в ряде скважин, однако большинство скважин оснащено боковыми газлифтными мандрелями и клапанами для будущего перевода на газлифт.

Для контроля исправности газлифтных клапанов и наличия утечек в колонне НКТ возможна закачка CO₂ в скважины. Время, необходимое для прохождения порции CO₂ вниз через затрубное пространство и обратно до устья через НКТ, отражает глубину нагнетания (закачки) газа, что позволяет обнаружить неисправный клапан.

Подбор скважинного оборудования по типу используемого металла предусматривает возможность эксплуатации в условиях присутствия углекислого газа и сероводорода в пластовой жидкости. Заканчивание скважин в сероводород-устойчивом исполнении является превентивной мерой для обеспечения безопасности, несмотря на отсутствие сероводорода в настоящее время. Тем не менее, потенциальное появление сероводорода рассматривается как следствие активности бактерий, вызванной возможным недостаточным качеством подготовки нагнетаемой воды.

Выполненные испытания подтвердили, что в результате смешивания пластовой воды и нефти (в поверхностных условиях) могут образовываться некоторые слабые эмульсии. Для оптимизации процесса разделения нефти и воды на поверхности осуществляется закачка демульгатора.

За весь период эксплуатации не было отмечено осложнений в связи с гидратообразованием, отложениями асфальтенов или парафинов, поэтому эти факторы не рассматриваются как потенциальные проблемы.

К настоящему времени известно, что растущая обводненность продукции вызывает следующие проблемы: вынос песка и формирование солеотложений.

Опыт эксплуатации показал, что прорывы воды могут сопровождаться значительным снижением продуктивности скважин. Данное явление часто связано с плохой совместимостью пластовой и закачиваемой воды (морской), способной вызвать нерастворимые солеотложения (BaSO₄, CaCO₃ и др.) в призабойной зоне скважин.

Для удаления и предотвращения солеотложений в гравийную набивку новых заканчиваний добавляется ингибитор солеотложений ScaleSorb, состоящий из сухих твердых частиц со специальным химикатом, который медленно десорбируется из проппанта для обеспечения немедленной и долгосрочной защиты от солеотложений. Данный ингибитор помещается в пласт через гидроразрыв, гравийную набивку или технологию Frac&Pack. ScaleSorb совместим с традиционными жидкостями для воздействия на пласт. Поскольку продукт сухой и инертный, он может быть легко удален при очистке и не вызывает химических осложнений при разливе [2].

Необходимо отметить то, что ингибитор солеотложений должен со временем вымываться, поэтому необходимы периодические обработки скважин. При снижении продуктивности, связанной с добычей нагнетаемой воды, перед закачкой ингибитора возможна закачка состава для растворения солей.

Для предотвращения пескопроявлений технологическим решением будет проведение капитального ремонта скважин с установкой забойных фильтров, а также резкой вторых стволов в обводнившихся скважинах, и их заканчивание с применением комплекса мероприятий, предотвращающих пескопроявление. По результатам

проведения анализа возможных технологий заканчивания скважин, выбор был сделан в пользу технологии Frac&Pack.

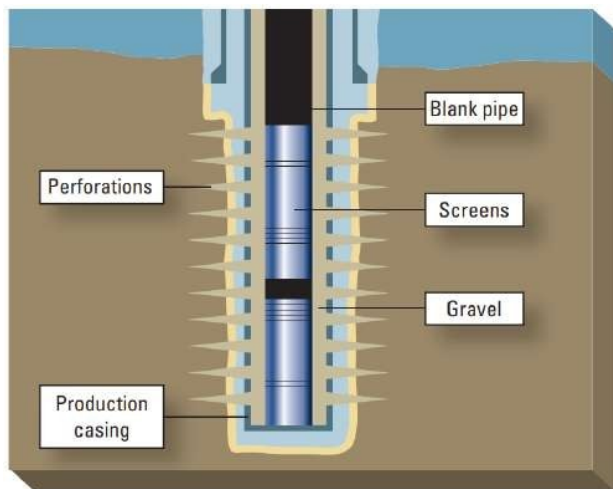


Рис. Технология Frac&Pack

В технологии Frac&Pack сочетается гидроразрыв пласта и гравийная набивка. Для создания трещины используется высоковязкая жидкость под давлением выше давления разрыва пласта. При закачке жидкости вне кольца обсадной колонны и фильтра помещается защитный чехол. С помощью технологии обеспечивается высокая проводимость гравийного фильтра, создается канал для потока пластовых жидкостей при более низких давлениях. Таким образом гидроразрыв повышает интенсификацию притока флюида, а гравийный и связанные с ним фильтры ограничивают образование песка и его попадание в добываемые жидкости. В некоторых случаях методы Frac&Pack могут свести значения скин-фактора к нулю [3].

Компании, ведущие газлифтную эксплуатацию скважин на о. Сахалин, следуют по пути автоматизации управления технологическим процессом (до 100%) и цифровой трансформации. Необходимые технологические параметры достигаются и поддерживаются благодаря системам усовершенствованного управления технологическим

процессом (СУУТП). Алгоритмы управления штуцерами позволяют быстро запускать скважины без резких изменений пластового давления и расхода.

Также для оптимизации газлифтной эксплуатации в условиях о. Сахалин используются всевозможные утилиты. Ярким примером служит инструмент программного обеспечения WinGLUE. Он разработан и проверен на практике компаниями AppSmiths и Shell и предназначен для наблюдения за эксплуатацией газлифтных скважин.

Как известно, газлифтная конструкция проста. Газлифт становится сложным только после того, как скважины начинают работать. Обнаружить скважину, которая не добывает, не составляет труда, однако сложность возникает с определением того факта, что скважина добывает неоптимально.

Разработчики WinGLUE считают, что газлифт скрывает свою неэффективность. В программе используется следующий принцип: эффективное наблюдение – это непрерывный процесс, состоящий из следующих стадий:

1. Сбор любой доступной информации для скважины и определения вероятного (или двух) сценария ее текущей эксплуатации.

2. Оценка возможной выгоды при проектных или эксплуатационных изменениях.

3. Оптимизация распределения газа по скважинам. Затем цикл наблюдения повторяется.

WinGLUE позволяет сравнивать результаты испытаний скважины и данные замеров давления. Таким образом утилита дает возможность отслеживать изменения в скважинах с течением времени. WinGLUE справляется с данной задачей даже для большого количества скважин, нескольких месторождений и нескольких пользователей [4].

В условиях месторождений острова Сахалин газлифт при высоком давлении был принят, как оптимальный метод механизированной добычи. Скважины оснащаются газлифтным оборудованием (боковыми газлифтными мандреями и клапанами, линией газа на поверхности), однако на постоянной основе требуется оптимизация: замена газлифтных клапанов для достижения оптимальной конструкции, оптимизация расхода закачки газа с целью максимизации депрессии и дебита нефти.

Литература

1. Бойко В.С. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин: Учебник для техникумов/ Акульшин А.И., Зарубин Ю.А., Дорошенко В. М. – М.: Недра, 1989
2. MGM Northstar [Электронный ресурс] URL: <http://mgmnorthstar.com/items/23785/solid-scale-inhibitor-td.pdf>
3. Син Д.Ч. Применение технологии Frac&Pack на месторождении "X" о. Сахалин / Д.Ч. Син, А.Н. Пастухов; науч. рук. М.В. Мищенко // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня рождения академика К.И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения профессора К. В. Радугина, Томск, 8-12 апреля 2019 г.: в 2 т. – Томск: Изд-во ТПУ, 2019. – Т. 2. – [С. 171-172].
4. WinGLUE® Gas Lift Software [Электронный ресурс]. – URL: <http://winglue.com/wgWhat.aspx>.

МЕТОДИКА РАСЧЕТА ФИЛЬТРАЦИИ МЕЖДУ СИСТЕМОЙ ЯЧЕЕК ЧИСЛЕННОЙ МОДЕЛИ ПРИ НЕСТАЦИОНАРНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ

М.В. Морев

Научный руководитель - доцент В.А. Стрекалов
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Одной из главных целей моделирования разработки пластовых систем является расчет технологических показателей и прогнозирование параметров пласта и свойств флюидов.

Нефтегазовая промышленность является одной из ведущих отечественной отраслей. Структура народного хозяйства характерная для XX века, остается актуальной и в XIX веке даже спустя десятилетия, решая проблемы энергетической безопасности как в России, так и по всему миру. В этой связи разведка, разработка и эксплуатация месторождений углеводородного сырья являются важнейшими направлениями для обеспечения стабильности Российской экономики и государства в целом. Поэтому одной из актуальных проблем является совершенствование методов добычи и разработки, а также повышение эффективности методов по извлечению углеводорода из пласта. Для решения этих целей современная разработка прибегает к помощи цифрового моделирования. Данный инструмент позволяет расширить аналитические возможности инженеров-исследователей, а также снизить риски касающиеся прогнозирования добычи углеводородного сырья. Современные программы продукты различных коммерческих компаний позволяют создавать постоянно действующих геолого-технологических моделей (ПДГТМ), которые, позволяют:

- производить моделирование пластовых систем, используя всю геолого-геофизическую изученность;
- производить анализ динамических параметров системы;
- прогнозировать добычу и оценивать экономическую эффективность.

Для более детального понимания процессов происходящих в плюсовых системах необходимо изучать и совершенствовать имеющиеся физико-математические модели. Классическая система фильтрации базируется на законе сохранения массы и законе движения в форме закона Дарси. При этом для уравнения движения принято допущения о стационарности процесса фильтрации. [2] Попробуем составить систему уравнений для описания фильтрации в пористой среде, при этом учтем изменение импульса системы во времени.

Основной задачей является определение параметров и перетоков между соседними ячейками модели. Рассмотрим простейшую систему из 2 ячеек (рисунок). Для начала запишем уравнения для расчета материального баланса через общую грань. Каждая из ячеек будет характеризоваться уникальным набором параметров (m, S, P, \dots)

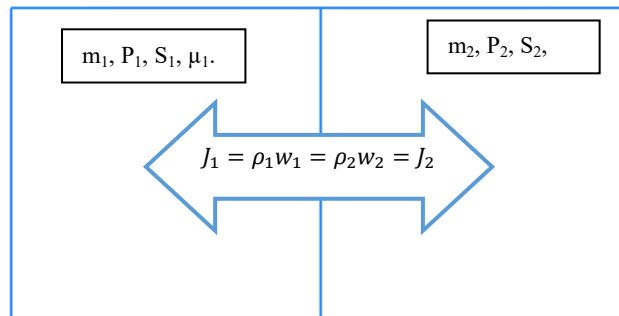


Рис. Схема протоков между двумя ячейками численной модели фильтрационной

Уравнение баланса массы для движения i -й фазы в контрольном объеме (ячейка гидродинамической сетки модели) запишем в виде уравнения 1:

$$\frac{(\rho_i^{n+1} - \rho_i^n)}{\Delta t} m S_i V + \sum_{k=1}^N \rho_i w_k A_k = 0, \quad (1)$$
 где ρ_i – истинная плотность i -й фазы, кг/м³, m – пористость, д.ед, S_i – насыщенность i -й фазы, д.ед, A_k – площадь грани контрольного объема, м², w_k – скорость фильтрации флюида через k -ю грань, м/с.

Для нахождения перетока между ячейками необходимо определить плотность потока массы через грань. Для этого сначала запишем основное динамическое соотношение механики сплошной среды – закон сохранения количества движения, согласно которому скорость изменения количества движения любого материального объема равна главному вектору всех действующих на него внешних массовых и поверхностных. Для материального (подвижного) объема в интегральном виде уравнение имеет вид:

$$\frac{d}{dt} \int_{V_i} \rho_i \vec{w} dV = \int_{V_i} \rho_i \vec{f}_m dV + \int_{S_i} \vec{\sigma}_n dS, \quad (2)$$
 где \vec{f}_m – плотность массовых сил, Н/кг, $\vec{\sigma}_n$ – вектор нормальных напряжений, Па.

Воспользуемся формулой перехода от подвижного объема к материальному:

$$\frac{d}{dt} \int_{V_i} \rho_i \vec{w} dV = \int_V \left(\frac{\partial \rho_i \vec{w}}{\partial t} + \text{div}(\rho_i \vec{w} * \vec{w}) \right) dV = \rho_i \int_V \frac{d\vec{w}}{dt} dV, \quad (3)$$

$$\rho_i \int_V \frac{\partial \vec{w}}{\partial t} dV = \int_V \rho_i \vec{f}_m dV + \int_V \vec{\sigma}_n dS, \quad (4)$$

Рассмотрим одномерный однофазный случай. На тело действует трение из массовых сил и нормальные напряжения из поверхностных.

$$\int_V \rho_i \vec{f}_m dV = F_{тр} = \frac{\mu}{k} \omega m V, \quad (5) \quad \int_V \vec{\sigma}_n dS = grad(P) * m V, \quad (6)$$

где μ – вязкость фазы, Па*с, k – проницаемость фазы, m^2 , m – пористость, д.е., P – давление, Па, V – материальный объем, m^3 .

С учетом уравнений (5) и (6) перепишем (4) в виде конечных разностей для контрольного объема.

$$\rho_i \frac{\omega^{n+1} - \omega^n}{\Delta t} = - \left(\frac{\mu}{k} \omega^n + \frac{\Delta P}{\Delta x} \right) m, \quad (7)$$

Запишем выражение для расчета потока массы для системы ячеек (рисунок). Потребуем, чтобы поток массы при переходе через общую грань был одинаковым $J = idem$, на любом временном шаге

$$\begin{cases} J = \rho_1 \omega_1^{n+1} = \rho_1 \omega_1^n - \Delta t \left(\frac{\mu_1}{k_1} \omega_1^n + \frac{\Delta P}{\Delta x} \right) m_1 \\ J = \rho_2 \omega_2^{n+1} = \rho_2 \omega_2^n - \Delta t \left(\frac{\mu_2}{k_2} \omega_2^n + \frac{\Delta P}{\Delta x} \right) m_2 \end{cases}, \quad (8)$$

Так как поток условие равенства потока массы должно выполняться на любом временном шаге из чего следует, что $\rho_1 \omega_1^{n+1} = \rho_2 \omega_2^{n+1}$ и $\rho_1 \omega_1^n = \rho_2 \omega_2^n$. Система уравнения (8) имеет две неизвестных J и ΔP , а значит не представляется труда для записи их выражений через известные параметры:

$$P' = \frac{\frac{\mu_1 m_1}{k_1} \omega_1^n - \frac{\mu_2 m_2}{k_2} \omega_2^n + \frac{P_1 m_1}{\Delta x_1} + \frac{P_2 m_2}{\Delta x_2}}{\frac{m_1}{\Delta x_1} + \frac{m_2}{\Delta x_2}}, \quad (9)$$

где P_i – давление в ячейках, PaP' – давление общей грани, Па.

Уравнение (9) точнее описывает переток между ячейками с неоднородными свойствами для несжимаемых жидкостей, позволяя учитывать неоднородность теплофизических свойства флюида и свойства породы в соседних ячейках. Так же в данное уравнение позволяет учесть инерционные процессы, происходящие в системе при нестационарной фильтрации. 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. Морев М.В. Расчет гидравлического сопротивления системы ячеек численной модели для решения задачи фильтрации // 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. / Томский политехнический университет – Томск, 2018. – Т.1. – С. 163 – 164.
3. Патанкар С.В. Численное решение задач теплопроводности и конвективного теплообмена при течении в каналах. – М.: Издательство МЭИ, 2003, – 312 с.

РЕШЕНИЕ ЗАДАЧИ НЕСТАЦИОНАРНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ

М.В. Морев

Научный руководитель - доцент В. А. Стрекалов

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

Опыт численного моделирования углеводородсодержащих пластовых систем уже ни одно десятилетие успешно применяется при проектировании нефтегазоконденсатных объектов и является основным инструментом в руках инженера-разработчика, позволяющим ему принимать решения, касающихся планирования и обоснования технологии разработки и эксплуатации месторождений углеводородного сырья. Создаваемые на основе данного метода геолого-технологические модели позволяют учесть максимальное количество параметров пласта и насыщающих его поровое пространство флюидов, что позволяет получать более полную картину поведения изучаемых объектов во времени и пространстве. [1]

Для проведения расчетов сложных технологических мероприятий и создания проектов приходится прибегать к помощи цифровому программному обеспечению (гидродинамическим симуляторам). Качество получаемых прогнозов напрямую зависит от физико-математической модели, заложенной в расчетное ядро программы. Совершенствование и развитие математических моделей – путь к более детальному описанию и пониманию процессов, происходящих в пласте.

Классическая система уравнений фильтрации базируется на законе сохранения массы и законе движения в форме закона Дарси. При этом для уравнения движения принято допущения о стационарности процесса фильтрации. [2]. В такой постановке фазовая скорость флюида является постоянной, из-за отсутствия инерционной составляющей в законе движения. Выведем уравнений для оценки скорости фильтрации фазы в пористой среде, при этом учтем изменение импульса системы во времени. Закон сохранения импульса в общем виде запишем в форме уравнения (1):

$$\rho_i \int_V \frac{\partial \vec{v}}{\partial t} dV = \int_V \rho_i \vec{f}_m dV + \int_V \vec{\sigma}_n dS, \quad (1)$$

где ρ – плотность фазы, кг/м³, v – скорость флюида, м/с, \vec{f}_m – вектор плотности массовых сил, Н/кг, $\vec{\sigma}_n$ – тензор напряженности, Па.

Распишем правую часть уравнения (1). Для упрощения вывод формулы рассмотрим одномерный случай, в которой все поровое пространство заполнено одним флюидом. [3] Примем, что материальный объем находится под действием постоянного потенциального поля, а также учтем противодействующую движению силу трения, тогда:

$$\int_V \rho_i \vec{f}_m dV = F_{тр} = \frac{\mu}{k} \omega mV, \quad (2)$$

$$\int_V \vec{\sigma}_n dS = grad(P) * mV, \quad (3)$$

где μ – вязкость фазы, Па*с, k – проницаемость фазы, м², ω – фазовая скорость, м/с, P – давление, Па, V – материальный объем, м³, m – пористость породы, д.ед.

Стоит отметить что в уравнении (2) учувствует фазовая скорость ω , которая связана с реальной скоростью флюида через соотношение

$$v = m\omega, \quad (4)$$

Подставим уравнение 2 и 3 в уравнение 1, получим:

$$\rho v' mV = \frac{\mu}{k} \omega mV + grad(P) mV, \quad (5)$$

Учитывая соотношение (4) и проведя сокращение общего множителя V в обеих частях уравнения (5), получим дифференциальное соотношение для фазовой скорости фильтрации:

$$\rho \omega' = \frac{\mu m}{k} \omega + grad(P) m, \quad (6)$$

Полученное соотношение удобно применять для нахождения численного решения системы уравнений фильтрации, аппроксимируя его по времени и пространству. Так же если условно принять параметры пластовой системы построенными за временной период Δt , можно получить аналитическое решение в явном виде для скорости фильтрации. Решением данного линейного однородного дифференциального уравнение первого порядка будет уравнение вида (7):

$$\omega = -grad(P) * \frac{k}{\mu} \left(1 - \exp\left(-\frac{\mu m}{k\rho} * \Delta t\right) \right), \quad (7)$$

Графическое решения данного уравнения приведена на рисунке 1. Видно, что с течением времени $\Delta t \rightarrow \infty$ параметр скорости приближается к асимптотическому значению, которое можно рассчитать по закону Дарси.

$$\omega = -grad(P) * \frac{k}{\mu}, \quad (8)$$

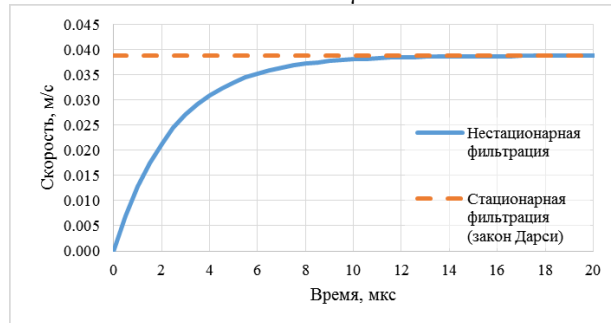


Рис. 1 Графическое решение закона движения по форме уравнения (7)

В общем виде с учетом начальной скорости фильтрации уравнение будет иметь вид (9), графический вид решения представлен на рисунке 2

$$\omega = \omega_0 \exp\left(-\frac{\mu m}{k\rho} * \Delta t\right) - grad(P) * \frac{k}{\mu} \left(1 - \exp\left(-\frac{\mu m}{k\rho} * \Delta t\right) \right), \quad (9)$$

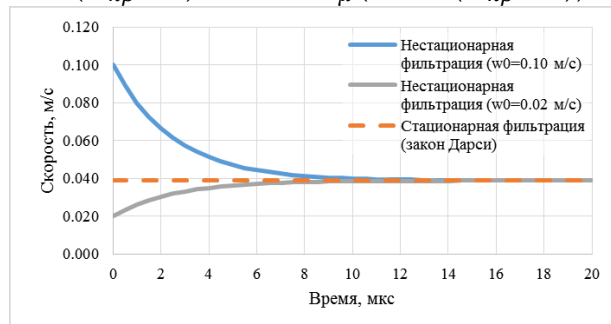


Рис. 2 Графическое решение закона движения по форме уравнения (9)

Полученная физико-математическая модель позволяет учесть нестационарность фильтрации, Применение зависимости (9) ускоряет расчеты на гидродинамических симуляторах с явными схемами. Разница временного шага между решениями прямых численных методов и предложенной зависимости составляет 10^3 . Это позволяет ускорить проводимые расчеты, а также повышает точность расчетов при планировании геолого-технологических мероприятий.

Литература

1. Азис Х., Сеттери Э. Математическое моделирование пластовых систем: 2-е издание. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004 – 416 с.
2. Морев М.В. Расчет гидравлического сопротивления системы ячеек численной модели для решения задачи фильтрации // 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. / Томский политехнический университет – Томск, 2018. – Т.1. – С. 163 – 164.
3. Шабаров А.Б. ГИДРОГАЗДИНАМИКА: учебное пособие. 2-е издание., переработанное. – Тюмень: Издательство Тюменского государственного университета, 2013. 460с.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕХАНИЗИРОВАННОГО ФОНДА СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИИ

М.Н. Немцев

Научный руководитель - доцент А.В. Никольчиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Актуальность работы связана с эффективной работой механизированного фонда скважин. От надежности работы механизированного фонда скважин зависят многие показатели эффективности работы нефтедобывающего предприятия. Максимальные уровни добычи нефти, эксплуатационные и капитальные затраты, издержки предприятия на электроэнергию – все эти показатели являются функцией надежности и эффективности работы механизированного фонда скважин.

Целью данной работы является анализ эффективности механизированной эксплуатации скважин Западно-Лугинского месторождения (Томская область), определение целесообразности и эффективности внедрения нового оборудования. Для достижения данной цели необходимо: проанализировать текущее состояние месторождения и эффективность эксплуатации насосного оборудования, осложнения, влияющие на работу насосов и причины отказов оборудования, а также предложить комплекс мероприятий, направленный на повышение показателей эффективности работы фонда скважин.

Исходя из анализа комплекта технологической документации (Технологический проект разработки месторождения, анализ разработки месторождения и др.), можно сделать вывод о том, что добыча на данном месторождении ведётся механизированным способом на каждой из скважин, кроме того, нужно добавить, что все скважины добывающего фонда месторождения оборудованы УЭЦН).

Ниже представлен анализ текущего состояния разработки месторождения в соответствии с имеющимся комплектом технологической документации. По мере формирования системы разработки, динамика годовых отборов жидкости и закачки воды по мере формирования фонда имела растущий характер, чему можно убедиться, анализируя рисунок 1.

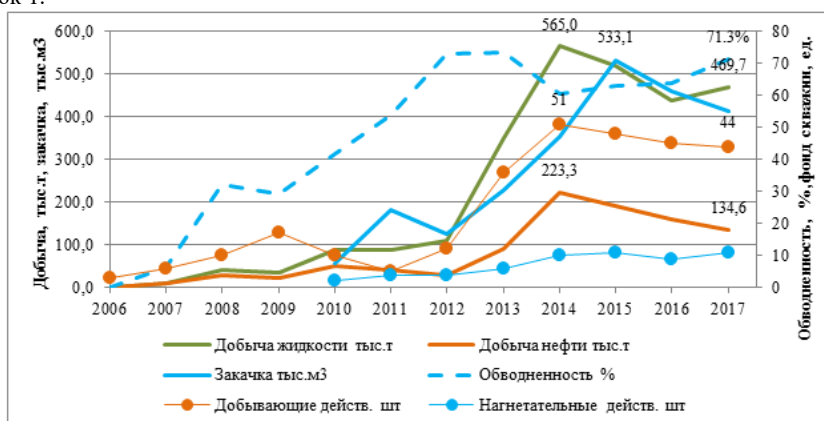


Рис. 1 Графики показателей разработки месторождения

Анализируя имеющийся комплект технологической документации, можно констатировать, что рост газового фактора, начавшийся в 2012 году, соответствует началу активного разбуривания объекта Ю1. Отметим, что текущее энергетическое состояние объекта Ю1, не позволяет предполагать о прогрессируемом процессе разгазирования нефти в пластовых условиях. К такому массивному выделению растворенного газа могло привести катастрофическое снижение пластового давления по всей зоне отбора, но такого снижения за всю историю

разработки не наблюдается. Принимая во внимание геологическое строение Западно-Лугинецкого месторождения, когда нефтяные пласты залегают в непосредственной близости от нижележащих газовых, а мощность перемычки между ними незначительна, вследствие реализации проектных решений по применению на объекте Ю1 технологии ГРП, произошло приобщение газовых пластов к нефтяным, разработка залежей газа объекта Ю13-4 осуществляется нефтяными скважинами по трещинам ГРП. Данный факт учтен при проведении расчетов на цифровой фильтрационной модели. Газовый и нефтяной объекты представлены в единой фильтрационной модели, в которой воспроизведены фактические технологические показатели разработки месторождения с учетом протекающего процесса фильтрации газа по трещинам ГРП в нефтяные пласты [1].

Имея в виду основные параметры, являющиеся индикаторами эффективности работы механизированного фонда скважин, выявленные из теоретического анализа фундаментальной литературы, в особенности [2], а именно МРП (межремонтный период) и СНО (средняя наработка на отказ) погружного оборудования, проведение соответствующего анализа для изучаемого месторождения должно быть сопряжено с рассмотрением вариации указанных параметров. Исходя из анализа источника [5], можно сделать вывод, что вариация ключевых параметров, характеризующих эффективность механизированной добычи (МРП и СНО) зачастую, а особенно в условиях месторождений Западной Сибири, вызвана, в том числе осложняющими факторами, характерными тому или иному месторождению.

Учитывая источник [5], можно сделать вывод о прямом понижающем влиянии указанных выше осложнений и негативных факторов на данные два параметра, особенно учитывая тот факт, что зачастую осложняющие факторы являются непосредственной причиной отказа оборудования. Соответственно, применяя тот или иной метод борьбы с осложняющими факторами, хорошо описанными в [5], можно сократить количество отказов УЭЦН, а значит увеличить такие параметры как МРП и СНО, что в конечном итоге повысит эффективность механизированной добычи на месторождении.

Ниже приведены фактические данные о состоянии добывающего фонда скважин на предмет отказов УЭЦН, а именно влияние осложнений на отказы, а также отказавшие узлы.



Рис. 2 Причины отказов УЭЦН

На месторождении можно выявить 3 осложняющих фактора, с которыми связано подавляющее большинство отказов УЭЦН:

- коррозионный износ подземного оборудования (41 % отказов);
- механические примеси (8 % отказов);
- солеотложения (5 % отказов).

При ведении эксплуатации данного месторождения уже применялся комплекс мероприятий по снижению влияния данных факторов на процесс механизированной добычи. Охват проблемных скважин (коррозионный и солевой фонд скважин) защитными мероприятиями представлен на рисунках.

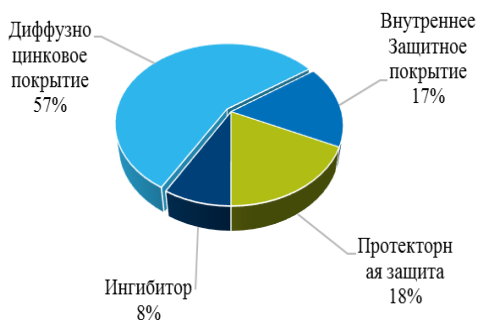


Рис. 3 Охват защитными мероприятиями коррозионного фонда скважин

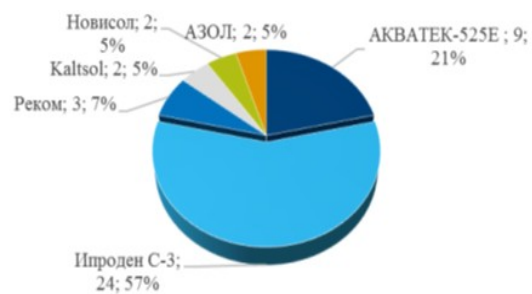


Рис. 4 Охват защитными мероприятиями (различные ингибиторы) солевого фонда скважин

СЕКЦИЯ 10. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Применение вышеупомянутого комплекса мероприятий по снижению влияния осложняющих факторов на эффективность механизированной добычи на Западно-Лугинецком месторождении, безусловно, сказалось на вариации упомянутых выше параметров (межремонтный период и наработка на отказ). Ниже представлена динамика данных параметров.

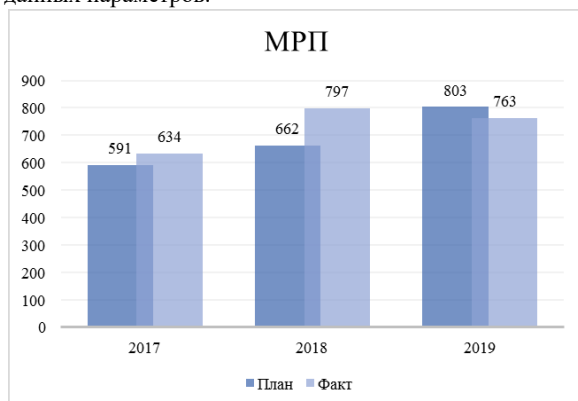


Рис. 5 Динамика МРП за 2017-2019 гг.

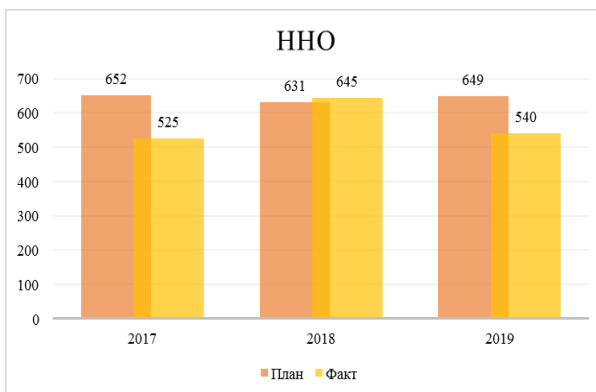


Рис. 6 Динамика ННО за 2017-2019 гг.

Анализ приведённых показателей эффективности работы УЭЦН (наработка на отказ и межремонтный период) показал плавающую динамику данных показателей за период 2017-2019 гг. Повышение значений МРП и ННО УЭЦН на месторождении будет зависеть от реализации, в настоящее время на промысле, комплекса мероприятий по борьбе с осложняющими факторами, внедрение износостойкого оборудования. Дальнейшая стабилизация работы электроцентробежных насосов на месторождении возможна при расширении комплекса работ по исследованию скважин, корректному подбору ЭЦН в соответствии с продуктивностью скважин и уточненными физико-химическими свойствами флюидов, расширении использования износостойкого оборудования, а также в результате выполнения плановых мероприятий по борьбе с осложнениями и рекомендации и внедрения в работе перспективных методов борьбы с осложняющими факторами.

Для рекомендации дополнительных методов борьбы с коррозией НКТ, как самого значимого осложняющего фактора на месторождении X, был проведён анализ ряда патентов касательно методов защиты внутренней поверхности НКТ:

- 1) Биметаллические НКТ (Патент РФ 2344266, МПК F16L 9/18, 2009 г.)
- 2) НКТ с полиуретановыми покрытиями внутренней поверхности тела (Патент РФ 2395666, E21B 17/01, F16L 58/02, 2010 г.)
- 3) НКТ с диффузионным покрытием на внутренней поверхности тела (Патент РФ 2284368, F16L 58/08, 2006 г.)
- 4) НКТ с силикатно-эмалевым покрытием на внутренней поверхности тела (Патент РФ 31256, E21B 17/01, 2003)
- 5) НКТ с силикатно-эмалевым покрытием на внутренней поверхности тела, где на концевых участках трубы данное покрытие сформировано на подложке, (Патент RU2487229C1, 2013 г.)

Стоит отметить, что вариант № 3 уже активно применяется более чем на половине коррозионного фонда месторождения.

В результате анализа выявлено, что наиболее эффективным способом в условиях месторождения является вариант № 5. Предлагаемая конструкция НКТ характеризуется увеличенным в 4-5 раз сроком службы по сравнению с наиболее близким из аналогов (4 вариант), а также является наиболее применимой исходя из физико-химической характеристики пород и флюидов на месторождении.

Литература

1. Анализ разработки месторождения, отчет ООО Газпромнефть НТЦ, 2018
2. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1990. – 427 с.
3. Вагапов С.Ю. Скважинные насосные установки для добычи нефти – Уфа: издательство УГНТУ, 2003 – 167
4. Ибрагимов Н.Г. Осложнения в нефтедобыче. – Уфа: ООО Издательство научно-технической литературы «Монотомь», 2003. – 302с.
5. Ивановский В.Н., Дарищев В.И. Скважинные насосные установки для добычи нефти. – М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2002. – 824 с.
6. Сафиуллин Р.Р., Матвеев Ю.Г., Бурцев Е.А. Анализ работы установок электроцентробежных насосов и технические методы повышения их надежности –Уфа: Издательство УГНТУ, 2002 – 90 с.

АНАЛИЗ НАДЁЖНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ФОНДА СКВАЖИН ИГОЛЬСКО-ТАЛОВОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Д.А. Нечаев

Научный руководитель - доцент В.Н. Арбузов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В административном отношении Игольско-Таловое месторождение располагается в Каргасокском районе Томской области. В 2 км на север и 2,5 км на запад от него расположены разрабатываемые Федюшкинское и Карайское нефтяные месторождения. Разрабатывается месторождение компанией АО «Томскнефть».

Игольско-Таловое месторождение вступило в последнюю стадию разработки, для которой характерны большая выработка запасов и высокая обводненность.

Средняя обводненность для Игольской площади составляет 75%, а для Таловой – 72,5% на 01.01.2015 г. На 2031 год прогнозируется средняя обводненность более 90%. В связи с этим большая доля отказов УЭЦН приходится на коррозию (13,1% для Игольской площади и 14,7% для Таловой) и солеотложение (8,2% для Игольской площади и 7,4% для Таловой) [2]. Также проявляются другие виды причин отказов, такие как парафиноотложение, полеты, вызванные интенсивной коррозией НКТ и повышенной вибрацией насоса, отработка свыше гарантийного срока, брак оборудования и его ремонта и др.

В таблице 1 представлены основные характеристики надёжности оборудования по Игольско-Таловому месторождению. В 2014 году по сравнению с 2013 годом по Таловой площади произошло снижение МРП на 83суток: с 363 суток в 2013 г. до 280 суток в 2014 г [2]. Снижение обусловлено:

- ростом отказов по году с 57 до 68;
- снижением действующего механизированного фонда с 58 до 53 скв., что повлияло на суммарное отработанное время.

Проанализировав отказы УЭЦН за 2014г по Игольско-Таловому месторождению видно, что основная причина подъема оборудования из скважины – это отсутствие подачи, потеря сопротивления изоляции, не герметичность НКТ и клин (рис.1) [1].

Таблица 1

Основные характеристики надёжности (по состоянию на 01.01.2015 г.) [2]

| СЭ | Игольско-Таловое месторождение | | | |
|------|--------------------------------|----------|-----------------|----------|
| | Игольская площадь | | Таловая площадь | |
| | СНО, сут | МРП, сут | СНО, сут | МРП, сут |
| УЭЦН | 379 | 423 | 276 | 280 |

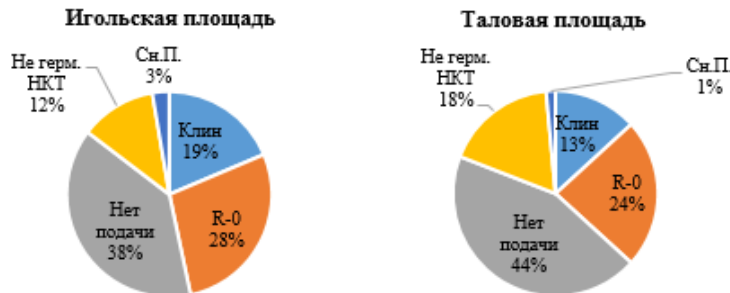


Рис. 1 Причины подъема оборудования за 2014 год

Анализ отказавших узлов показывает, что наибольшее количество отказов приходится на насосы и НКТ (рис.2) [1].

В наибольшей степени насосы выходят из строя из-за заклинивания, засорения твердыми отложениями, разрушения и слома вала по причине брака, а также из-за засорения мех. примесями. Выход из строя НКТ обусловлен в основном их разрушением вследствие коррозии. Практика показывает, что разрушению в первую очередь подвергаются неметаллические включения в НКТ, обнаружить которые после произошедшего отказа невозможно. Это неизбежно приводит к отказу лифта НКТ. Кабельная линия выходит из строя в основном из-за разрушения изоляции, механического повреждения, оплавления и прогара. ПЭД выходит из строя из-за перегрева, прогара. Перегрев происходит из-за необеспечения притока, отсутствия необходимого оборудования (кожуха). Газосепаратор выходит из строя из-за слома вала, скручивания шлицев вследствие брака.

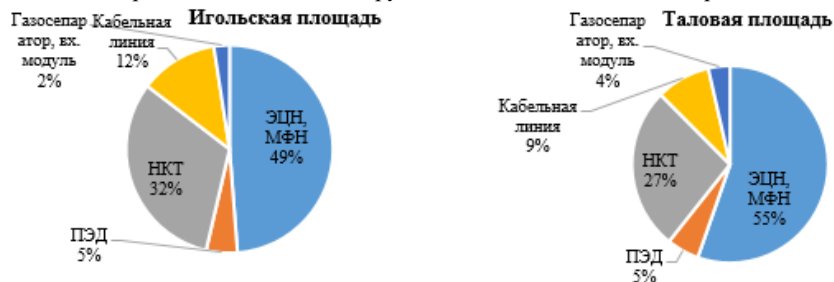


Рис. 2 Разбивка по отказавшим узлам за 2014 год

СЕКЦИЯ 10. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

По результатам расследований отказов по данным ОАО «Томскнефть» ВНК основную долю на Игольской площади составляли эксплуатационные отказы – 75 %. Эксплуатационные отказы в 2014 г. были вызваны преимущественно коррозией и солеотложением (рис.3). Полеты вызваны интенсивной коррозией НКТ вследствие высокой обводненности и агрессивности продукции скважин. В связи с использованием ЭЦН на прокатной основе – распространен вид отказа «не комиссия», что означает, что оборудование отработало свыше гарантийного срока – 365 суток. Аналогичные данные по Таловой площади Игольско-Талового месторождения приведены на рисунке 2. Большая часть эксплуатационных отказов также связана с коррозией, солеотложением, а конструкционные отказы – с браком оборудования и ремонта оборудования (рис.3) [2].

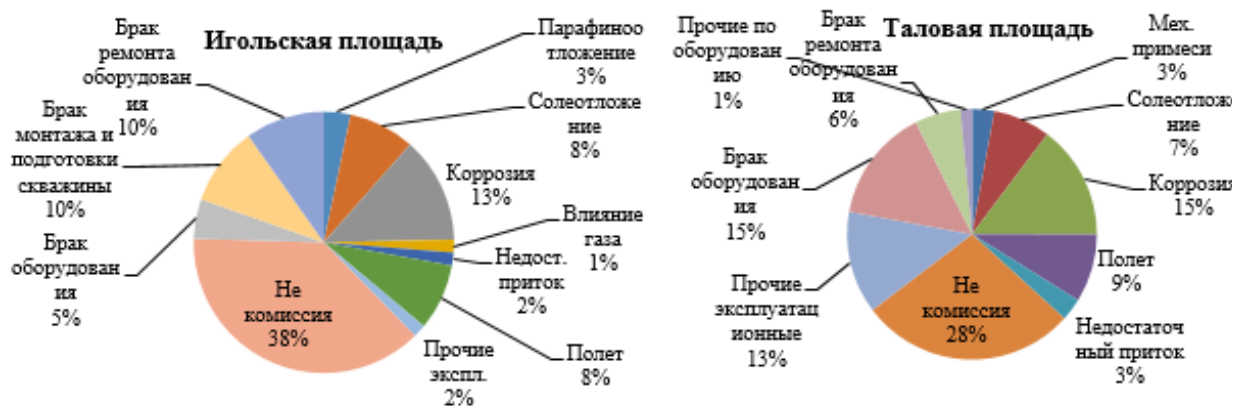


Рис. 3 Причины отказов оборудования в процентном соотношении за 2014 год

Известно, что неблагоприятными факторами работы погружного оборудования УЭЦН, влияющими на снижение показателей СНО, являются увеличение глубины спуска оборудования, увеличение обводненности продукции, проведение ГРП, интенсивный вынос механических примесей, увеличение скорости образования отложений различного характера, а также простои, связанные со сбоями электроснабжения и отключением электричества по недогрузу и перегрузу.

Исследование скважин, правильный подбор ЭЦН согласно продуктивности скважины и физико-химическим свойствам флюидов, применение износостойкого оборудования и выполнение плановых мероприятий по борьбе с осложнениями приведет к стабилизации работы электроцентробежных насосов. Очевидно, использование износостойких установок ЭЦН с частотно-регулируемым приводом и телеметрией позволит увеличить эксплуатационные показатели (СНО, МРП) и обеспечить проектные показатели добычи на приемлемом уровне, что подтверждает опыт эксплуатации оборудования на месторождении.

Выводы

- Анализ надежности эксплуатационного фонда показывает, что основными причинами эксплуатационных отказов являются коррозия и солевые отложения. Значительную долю составляет также брак оборудования и его ремонта.

- В качестве направлений, позволяющих увеличить эксплуатационные показатели (СНО, МРП) и обеспечить проектные показатели добычи на приемлемом уровне, могут быть: использование износостойких установок ЭЦН с частотно-регулируемым приводом и телеметрией, коррозионностойких НКТ, а также эффективных защитных приспособлений от механических примесей. Проведение опытно-промышленных испытаний (ОПИ) по подбору наиболее эффективных способов защиты оборудования.

Литература

1. Промысловые данные по отказам эксплуатационного фонда в ЦДНГ – 9 АО «Томскнефть».
2. «Технологический проект разработки Игольско-Талового нефтяного месторождения – ОАО «ТомскНИПИнефть» ВНК», 2015 г.

АНАЛИЗ КРИТЕРИЕВ, СВЯЗАННЫХ С РОСТОМ ЗНАЧЕНИЯ ГАЗОВОГО ФАКТОРА В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

К.С. Никонова

Научный руководитель старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одной из главных проблем разработки месторождений на поздней стадии является превышение промыслового газового фактора над проектным значением. Комплекс исследований по контролю за разработкой месторождений нефти и газа обязательно включают в себя промышленные работы по измерению величины газового фактора. Наличие чрезмерного свободного газа негативно влияет на напорно-расходные характеристики насоса. Вызывая перегрев кабельной линии или образуя твердые отложения в насосе, свободный газ может привести к его отказу. Знать величину газового фактора необходимо для прогнозирования объемов добычи попутного нефтяного газа, на основании чего планируются мероприятия по его рациональному использованию. Таким образом, прогнозирование данного показателя является необходимым условием разработки месторождения. Следовательно, выявление причин роста газового фактора и их анализ становятся одним из основных задач для дальнейшей добычи природного ресурса.

Ключевым фактором роста газового фактора является давление насыщения нефти газом. Снижение давления ниже давления насыщения приводит к разгазированию пластового флюида. Свободный газ накапливается вокруг ствола скважины в призабойной зоне, происходит увеличение газонасыщенности пласта, что приводит к возрастанию относительной фазовой проницаемости. Имея малую плотность, подвижный газ начинает опережать нефть и прорываться к забою добывающей скважины.

Ввод в эксплуатацию систему поддержания пластового давления позволяет решить проблему внутрипластового разгазирования. Но даже при давлениях выше давления насыщения происходит увеличение газового фактора. Многочисленные исследования отметили тенденцию увеличения газового фактора при увеличении обводненности месторождения. Данная связь объясняется тем, что при условиях, существующих в пласте, контакт нагнетаемой воды с нефтью приводит к диффузии легких газовых компонентов нефти, таких как азот, метан, этан и пропан, в воду [1]. В процессе добычи привлечение существенных объемов пластовой воды приводит к значительному увеличению газового фактора по причине увеличения растворенного в воде газа (рис.1). Одновременно с растворением газа в воде происходит другой процесс – изменение свойств нефти (уменьшение остаточного газосодержания и давления насыщения, рост плотности и вязкости). Увеличение плотности и вязкости приводит к снижению подвижности нефти в пласте, что негативно сказывается на добыче такого сырья.

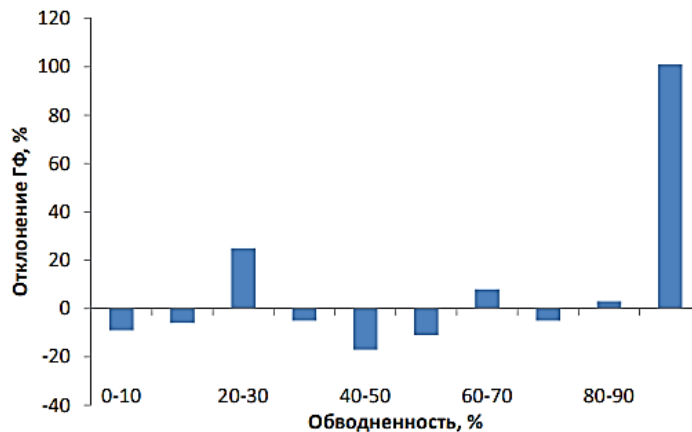


Рис. 1 Отклонение замеренных значений газового фактора от проектных в зависимости от обводненности продукции (по данным выборки из 120 скважин одного из нефтедобывающих предприятий Западной Сибири)

В своей работе В.Г. Михайлова, А.И. Пономарева и А.С. Топольникова [3], основываясь на математическом моделировании растворения газа в попутно добываемой воде, разработали подход способный прогнозировать рост газового фактора от величины обводненности продукции скважины. Модель базируется на равновесии химических потенциалов компонентов в смеси во всех существующих фазах. Исходя из уравнения состояния Соаве-Редлиха-Квонга, дополнительно были введены бинарные эмпирические коэффициенты, уточняющие влияние парного взаимодействия молекул компонентов в жидкой и газовой фазах, для повышения расчетов. Авторы рассмотрели зависимости бинарных коэффициентов от давления и температуры для осуществления наилучшего согласования с экспериментальными данными о растворении легких углеводородов (метана, этана, пропана) в воде. Отмечается, что при увеличении температуры наблюдается монотонное снижение растворимости газов, равно как и при уменьшении давления.

Основываясь на уравнении Сеченова и на коэффициенте активности Debye and Huckel, авторами также получены бинарный коэффициент для расчета растворимости метана в воде с различной концентрацией соли NaCl.

Данный бинарный коэффициент был получен за счет наличия экспериментальных данных из работы Z.Duan, S.Mao по исследованию растворимости метана в минерализованной воде:

$$h_{ms} = -0,42493 \cdot 10^{-4} \cdot W_{NaCl}^2 + 0,049314 \cdot W - 0,27388,$$

где W_{NaCl} – концентрация соли в весовых процентах.

Сравнение замеренных и рассчитанных показателей доказала наличие связи минерализации воды с растворимостью упругих газов. Из зависимостей на рис. 2 следует, что с ростом концентрации соли в воде растворимость метана при заданной температуре падает. Следовательно, увеличение минерализации воды уменьшает растворимость газа в ней.

Последние стадии разработки характеризуются повышенной величиной обводненности (около 80-90 %), которая влияет не только на величину газового фактора, но и на термодинамические условия подготовки нефти. Увеличение объема добываемой жидкости приводит к росту скорости движения потока пластового флюида в скважине и за счет этого происходит снижение времени теплообмена между потоком и стенками скважины, т.е. понижение интенсивности охлаждения добываемого флюида [4]. Одновременно с этим происходит процесс перехода части углеводородов из нефти в газообразное состояние из-за увеличения температуры на объектах подготовки нефти. Рассмотрим Западно-Сибирское месторождение X, где температура потока на 1-й ступени сепарации на дожимной насосной станции с установкой предварительного сброса воды (ДНС УПСВ) возрастает на 1°C при увеличении дебита жидкости на 100 т/сутки (при постоянном значении обводненности) и с ростом обводненности продукции на 7 % при условии, что дебит жидкости остается постоянным.

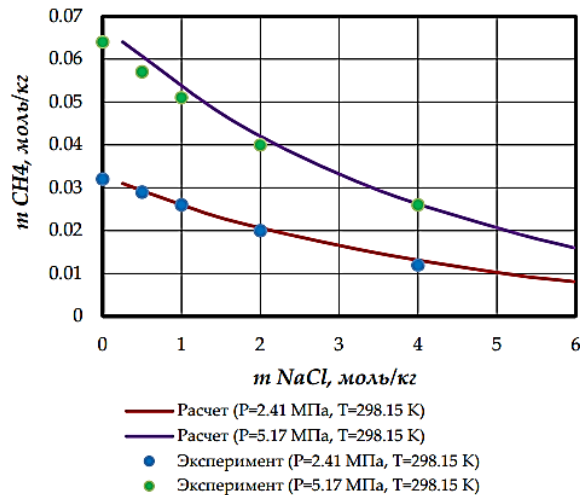


Рис. 2 Сравнение расчетных и замеренных зависимостей растворимости метана от концентрации соли NaCl в воде

Таким образом, для контроля свободного газа надо не только придерживаться забойное давление выше давления насыщения, но и учитывать влияние объемов закачиваемой жидкости, её минерализации и термодинамические условия сепарации нефти. В режиме интенсивного заводнения за счет экстрагирования легких углеводородных газов из нефти в воду происходит рост фактического газового фактора относительно проектного значения.

Литература

1. Анализ причин роста газового фактора на поздних стадиях разработки нефтяных месторождений / М. К. Баймухаметов [и др.] // Известия Томского политехнического университета [Известия ТПУ]. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329, № 8. – С. 104–111.
2. Кордик К.Е. Исследование закономерностей изменения газового фактора при эксплуатации нефтяных месторождений Западной Сибири: Автореферат. Дис. ... канд.техн.наук. – Тюмень, 2018г. – 123с.
3. Михайлов В.Г. Прогнозирование газового фактора с учётом растворенного в воде газа на поздних стадиях разработки нефтяных месторождений/ В.Г. Михайлов, А.И. Пономарев, А.С. Топольников // SOCAR Proceedings. – 2017. – №3. – С.41–48.
4. О тенденциях изменения газового фактора в процессе эксплуатации месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» / К.Е. Кордик, В.В. Шкандратов, А.Е. Бортников, С.А. Леонтьев // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 8. – С. 54–57.

АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ

М.Н. Новиков

Научный руководитель - доцент М.В. Мищенко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Аннотация. В статье рассмотрены опыты по промышленному и лабораторному применению композиций на полимерной основе для увеличения коэффициента извлечения нефти. Кратко приведены плюсы и минусы тех или иных полимерных составов, методология полимерного заводнения.

Ключевые слова: нефть, полимер, заводнение, методы увеличения нефтеотдачи.

На сегодняшний день нефтегазовая отрасль претерпевает серьезные изменения. Объемы легко добываемой нефти сокращаются, происходит усложнение структуры разрабатываемых и разведанных запасов. Большое число открываемых месторождений характеризуется сложными геологическими условиями, физико-химическими особенностями пластовых флюидов, разработка таких залежей требует больших экономических затрат, разработки новых и совершенствование текущих технологий. На фоне этого, нефтяные компании уделяют большое внимание вопросам достижения проектного значения коэффициента извлечения нефти, а также выработки остаточных запасов месторождений. В дополнении к этому отмечается рост числа месторождений, которые переходят на завершающую стадию разработки. А это означает стабильно низкие показатели добычи нефти, высокий процент обводненности, ликвидация скважин в фонде.

Одним из химических методов, который получил широкое распространение по всей территории земного шара, является добавка к воде полимеров и различных присадок. Данная комбинация комплексно воздействует на свойства закачиваемого агента, флюида, и даже породы коллектора.

На данный момент среди полимеров, используемых при заводнении, наиболее распространены полимеры на основе акриламида, обладающие высокой молекулярной массой, так называемые частично гидролизованные полиакриламиды (ЧПАА). Также постепенное распространение получают гибридные полимерные системы, к таким относится загущенный анионный полиакриламид и другие [4].

На производстве компании SNF, которая хорошо показала себя на полимерном рынке на протяжении более двадцати лет, с целью повышения нефтеотдачи разрабатывается полный ряд полимеров [3]. Разработка данных продуктов удовлетворяет обширный комплекс технологических задач, которые возникают по всему миру на нефтепромыслах. Для увеличения нефтеотдачи полимеры представлены:

- гидролизованные полиакриламиды различной молекулярной массы (FLOPAAM TM) для температур до 80°C, синтезированные как саморастекающиеся порошки или как самообращающиеся эмульсии;
- сульфонируемые полиакриламиды для температур вплоть до 120°C;
- жидкие ксантановые резины (FLOCON TM 4800C) с целью весьма соленых рассолов.

Основными ограничивающими факторами при применении полимеров являются пластовая температура и минерализация пластовых вод. Под действием этих факторов полимеры подвержены деструкциям различного вида. В ходе изготовления и применения полимерный раствор подвергается достаточно жестким механическим воздействиям в насадках долота, мешалках, бурильных трубах, буровых насосах, забойных двигателях и гидроциклонах. В тоже время идет контакт с инертной и с физико-химически активной по отношению к нему вмещающей средой. Происходит разрушение макромолекул полимера не только при механическом воздействии во время перемешивания (механическая деструкция), но и в то же время от активного физико-химического воздействия вмещающей среды (физико-химической деструкции). При термической деструкции твердого (конденсированного) полиакриламида происходит изменение молекулярной массы, а также структуры полимера. Термическая деструкция происходит в совокупности с образованием нитрила, дегидратацией полимера, насыщенными и ненасыщенными алифатическими соединениями, кроме того распадом имида, который образуется в процессе дегидратации [1].

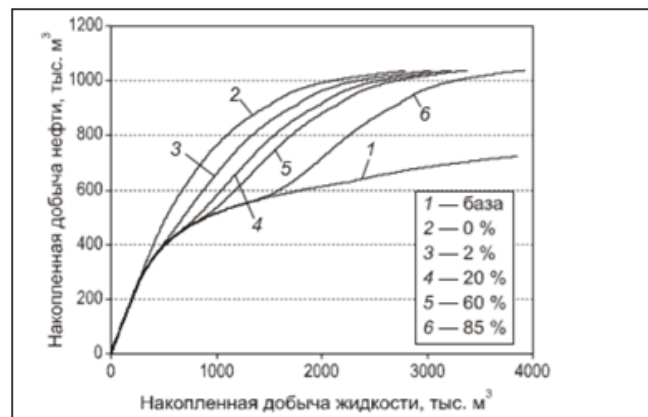


Рис. Характеристики вытеснения для варианта постоянной закачки полимерного раствора при разных моментах начала полимерного заводнения. 1 – база – без полимерного заводнения; 2 – с начала разработки; 3 – 6 – при различной стартовой обводненности добываемой продукции участка

Однако даже при благоприятных пластовых условиях применения полимерного заводнения не всегда является оправданным. В работах Е.В. Задорожного и С.И. Хазанов более подробно представлено на каком этапе разработки месторождения применение полимерного заводнения дает наибольший положительный эффект [2].

На рисунке [2] приведены варианты постоянной закачки полимера на разных этапах разработки и при различных процентах ободненности добываемой продукции.

Как видно из рисунка, наибольшая эффективность достигается при применении полимерного заводнения с начала разработки месторождения, при этом объем накопленной добычи способен возрасти вдвое. Очевидно, что конечный объем накопленных отборов нефти, вне зависимости от момента начала полимерного заводнения, почти никак не изменяется. Впрочем, объем накопленных отборов воды находится в зависимости со временем от начала полимерного заводнения. Стоит отметить, что использование полимерного заводнения оказывает существенное влияние на сроки разработки месторождения, а также применение полимерного заводнения с начала разработки месторождения требует большого объема этого самого полимера.

Таким образом, полимерное заводнение является довольно перспективным методом при разработке новых месторождений, оно может существенно увеличить объем извлеченной нефти за весь период разработки, но при этом увеличить этот самый период разработки в несколько раз и потребовать дополнительных вложений, срок окупаемости которых возрастет.

Литература

1. Байбурдов, Т.А. Синтез, химические и физико-химические свойства полимеров акриламида. Учебное пособие для бакалавров института химии СГУ / Т.А. Байбурдов, А.Б. Шиповская. – Саратов, 2014. – 67 с.
2. Задорожный Е.В., Литвин В.В., Хазов С.И. Определение оптимального периода для начала применения постоянного полимерного заводнения // Нефтепромысловое дело: науч.-техн. журн. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2012. – № 11. – С. 66–67.
3. Новые принципы применения технологии полимерного заводнения, как одного из методов повышения нефтеотдачи пластов // сборник статей электронного издания «Концепт». Том 2. – 2014 г. – С. 1366–1370.
4. Публичный аналитический доклад по направлению научно-технологического развития «новые технологии добычи и использования углеводородного сырья». М.: НП «Национальный институт нефти и газа», 2014. – 204 с.

ПРОБЛЕМА СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ВОД СЕНОМАНСКОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ ЗАВОДНЕНИЯ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

А.К. Омаров

Научный руководитель - профессор О.С. Чернова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Для того чтобы поддерживать пластовое давление на постоянном уровне возможно проведения работ по закачиванию попутной воды. Данная вода должна соответствовать характеристикам, указанным в отраслевом стандарте (ОСТ) 39 -225-88, к ним относятся следующие требования:

- вода, закачиваемая в продуктивный пласт, должна быть совместима с водой и породой пласта, при этом фильтрационная характеристика может быть понижена на 20 %;
- значение pH должно находиться в промежутке между 4,5 до 8,5;
- содержание в воде растворенного кислорода не должно составлять более чем 0,5 мг/литр;
- величина набухания глины при закачивании попутной воды не должна превышать значения набухания глины при пластовой воде;
- если пластовые воды в своем составе не содержат сероводород или ионы железа, то в таком случае они не должны быть и в закачиваемой воде;
- в случае если коррозионное воздействие воды на трубы составляет 0,1 мм/год, то тогда необходимо проводить антикоррозионные мероприятия для обеспечения защиты оборудования;
- вода, закачиваемая в пласт, не должна включать в себя сульфатовосстанавливающие бактерии (СВБ). В данном случае при невыполнении условия, требуется проведение обработки бактерицидами;
- в случае заводнения богатыми сероводородом пластов существует вероятность образования сернистого железа, который должен быть удален.

Для проведения анализа на содержание нефтепродуктов и твердых веществ (ТВ), периодичность отбора проб воды осуществляется в соответствии с регламентом.

В соответствии с требованиями ОСТ 39-225-88 допустимое содержание твердых веществ в воде – 40 мг/л и нефти – 40 мг/л. – Частицы твердых веществ должны быть не крупнее 1 мкм. [2]

В соответствии с правилами разработки нефтяных месторождений необходимо усилить контроль качества закачиваемых вод и приёмности нагнетательных скважин путём проведения обязательного комплекса промыслово-геофизических и гидродинамических исследований. Определение размеров и количества твердых веществ с учетом содержания кислорода входит в контроль качества закачиваемой воды. В соответствии с руководящим документом(РД) 39-1-1155-84 «Основные положения по качеству поверхностных пресных и промысловых вод, применяемых на месторождениях Западной Сибири».

В процессе эксплуатации месторождений характерные признаки добываемых флюидов видоизменяются, это обуславливает индивидуальный подход к решению проблем как в нефтепромысле, так и в управлении солеотложением.

Важно учитывать совместимость пластовой воды, попутно добываемой и закачиваемой в систему для поддержания пластового давления (ППД) с использованием сеноманской воды и оценивать возможность вторичного солеобразования в пластовых условиях.

Химический состав отложений в Западной Сибири представлен карбонатом кальция (кальцитом), а также сульфатами и другими солями. Воды, заключенные в отложениях апт – сеноманского комплекса, хлор – кальциевого типа (классификация В. А. Сулина) с минерализацией 16 – 22 г/л. Основными солеобразующими компонентами являются хлор и натрий. Воды характеризуются отсутствием в них сульфатов и карбонатов. Содержание йода в подземных водах колеблется в пределах 9,1 – 15,2 мг/л (в среднем, не превышая 10 мг/л), брома – от 41,0 до 58,0 мг/л. Газ, растворенный в водах комплекса, метанового состава. Экспериментальным путем было выявлено, что при вытеснении посредством сеноманской воды нефти, коэффициенты выше на 6-9 %, нежели при вытеснении речной водой.

Опытами по фильтрации различных типов вод через керны продуктивных отложений доказано, что установившиеся значения проницаемости при фильтрации подземных вод вдвое выше, чем при фильтрации речных при одинаковой начальной проницаемости образцов. [1]

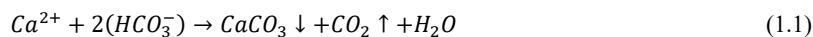
Блокирование рабочих органов насоса, а также заклинивание вала насоса происходит в связи с отложениями солей, особенно негативные последствия наблюдаются на внутренней поверхности насосно-компрессорной трубы (НКТ), и на теле корпуса погружного электрического двигателя (ПЭД). Источником отложений может служить падение забойного давления, а это ведет к высвобождению свободного углекислого газа из добываемых флюидов, в том числе и из воды. Это вызывает падение содержания угольной кислоты в смеси ионов, содержащихся в воде, а также увеличение кислотности показателя. В следствие, выпадает кальцит. А также при взаимодействии с нагретым погружным оборудованием добываемый флюид нагревается, и это приводит к осаждению карбоната кальция.

Существуют системы в программах, направленные на моделирование солеотложений при спуске установки в скважину, с учетом, характеристик добываемых флюидов. Каждое прогнозирование и моделирование приводит к определению индекса насыщения солеобразующих ионов в воде. Найденный индекс отражает опасность солеотложения.

Крупные нефтяные компании чтобы уменьшить риск солеотложений на месторождениях вводят комплекс организационных и технологических мероприятий, направленных на устранение образования негативных результатов данного явления.

На практике интенсивное солеотложение кальцита фиксировано на жаровых трубах печей нагрева, водоотводах сброса подтоварной воды с аппаратов установки подготовки нефти (УПН) и установки предварительного сброса воды (УПСВ), в резервуарах сбора подтоварной воды очистных сооружений. Умеренное осаждение кальцита отмечается также на центробежных (ЦНС) и на кустовых насосах (КНС), которые закачивают подтоварную воду в систему ППД месторождения.

Водная среда значимо перенасыщена не просто растворимыми солями вследствие конфигурации физико-химических характеристик системы добычи нефти (температуры, давления, выделения газа, сосредоточении осадкообразующих ионов и т.д.). Химический состав промышленных вод каждый день изменяется по мере выработки запасов нефти. Формированию карбонатных отложений (карбоната кальция, железа) содействует понижение давления и наращивание температуры в процессе добычи воды. В процессе осадкообразования



понижение содержания CO_2 в растворе приводит к сокращению сосредоточения угольной кислоты, собственно что наращивает показатель pH раствора, и, как следствие важно понижает растворимость $CaCO_3$.

Для проведения исследований сопоставимости подтоварной, сеноманской и пресной вод проведено лабораторное испытание консистенций данных вод во всевозможных соотношениях и изучение их насыщенности солями по термодинамической модели, которая учитывает сложное равновесие в системах вода – газовая фаза, нефть- вода.

Солевая насыщенность кальцитом может быть определена, как при пластовых критериях при разном содержании растворенного CO_2 и температуре 90°C, так и при поверхностных критериях при температуре 40°C в попутно-добываемой воде.

Для борьбы с солевыми отложениями существуют различные методы, к ним относятся: технологические, физические, химические и биологические методы.

К технологическим методам относятся:

- Проведение работ по промывке забоя;
- Использование на месторождениях оборудования и труб покрытые полимерным слоем;
- Увеличение скорости водонефтяного потока в трубах;

Химические методы основаны на использовании ингибиторов.

Использование химических реагентов при вводе в призабойную зону или в общий поток является одним из продуктивных методов, борющихся с солеотложением.

Подбор ингибиторов происходит в лабораторных условиях исходя из особенностей месторождения. Качество проведенных работ по препятствию солеотложений зависит от периодичности обработки скважины и точности технологий подачи ингибиторов.

Ввод ингибиторов происходит по способу:

- постоянного увеличения объема используемого ингибитора при помощи дозирочного насоса;
- повременной закачки ингибитора в затрубное пространство скважины;
- добавления ингибитора солеотложения в случае остановки работы скважины.

Предъявляются определенные требования к ингибиторам, которые различны по своим физико – химическим свойствам, формой реагентов, применяемые либо в летнее, либо в зимнее время.

Существуют технологии по применению ингибиторов: одна из которых является непрерывная дозировка в затрубное пространство скважин, а другая периодическая заправка в призабойную зону пласта.

Физические методы

Применяются следующие профилактические средства на основе высокообводненной продукции, где обводненность составляет более 60%, посредством магнитных, акустических и электрических полей.

Можно отметить, что из физических методов по борьбе с отложением солей рекомендованы магнитоактиваторы (МАС), они могут быть установлены на башмаке НКТ при фонтанном способе добычи, а также на установках штанговых скважинных насосов (УШСН) и на установках электроприводного центробежного насоса (УЭЦН), где скорость отложения солей уменьшается в 2 – 3 раза.

Литература

1. Гидрогеология СССР. Том XVI. Западно-Сибирская равнина. Под ред. В.А. Нуднера, М., Недра, 1970 г.
2. Министерство нефтяной промышленности СССР, 28.03.1988

ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ X

Е.Э. Очиров

Научный руководитель - профессор Ю.Н. Орлова

Национальный исследовательский томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Актуальность.

Под добычей нефти из пласта в нефтепромысловой практике понимается степень использования природных запасов нефти. В связи с тем, что природные запасы нефти в недрах Земли не безграничны, а открытие новых нефтяных месторождений требует огромных затрат времени и денег; Достижение высокой добычи нефти с уже открытых месторождений чрезвычайно важно для страны.

Добыча нефти существенно влияет на объем капитальных вложений в разведочное бурение, а также на планирование роста промышленных и прогнозных запасов. Кроме того, знание затрат на добычу нефти имеет существенное значение для оценки оставшихся запасов, эффективности используемых систем разработки, а также перспектив и масштабов внедрения новых методов разработки на давно разрабатываемых месторождениях.

Таким образом, перспектива повышения нефтеотдачи, то есть решение проблемы максимального извлечения нефти из недр земли, является одной из основных народнохозяйственных проблем, поэтому целью данной работы является изучение методов повышения нефтеотдачи. в X нефтяном месторождении.

Научная новизна. Представлен литературный обзор методов повышения нефтеотдачи в регионах Западной Сибири, впоследствии был выявлено, что гидродинамические методы более эффективны, применимы, а данных регионах.

Целью данной работы является исследование методов повышения нефтеотдачи пластов на нефтяном месторождении X.

Классификация методов повышения нефтеотдачи.

Гидродинамические методы повышения нефтеотдачи, используемые при заводнении, могут не только

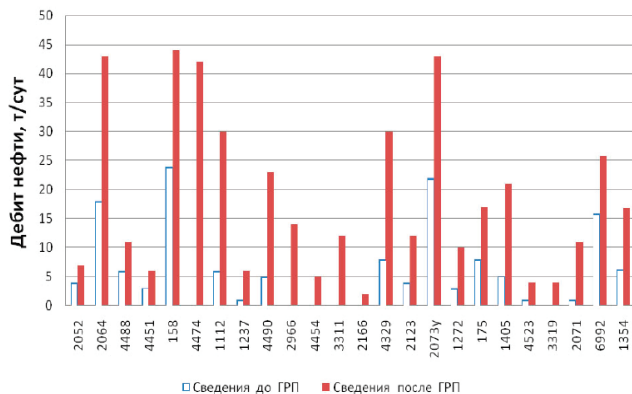


Рис.1 Показатели суточной добычи нефти до и после ГРП на Повховском месторождении [1]

увеличить добычу сырья, но и снизить количество перекачиваемой воды и уровень обводненности перекачиваемой жидкости. Основой этого метода является гидроразрыв пласта.

Увеличение потока жидкости после гидравлического разрыва пласта во многом зависит от продуктового пласта скважины. В условиях использования ГРП он обеспечивает увеличение расхода до максимального уровня с ГРП и во много раз превышает его. Из 18 обработанных скважин не имела хороших показателей дебита ниже, чем до гидроразрыва (рис. 1).

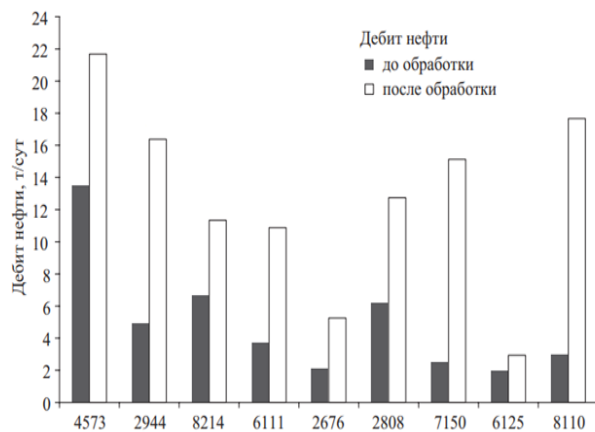


Рис. 2. Увеличение эффективности пароциклического воздействия на пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения с применением композиции НКА [2]

месторождения 900 м³ составов NINKA было закачено в девять пароциклических скважин; дополнительная добыча нефти составила 11 300 тонн (график 2).

Сегодня одним из актуальных методов является инъекция поверхностно-активного вещества (ПАВ). Добавление специальных химикатов снижает: межфазное поверхностное натяжение, изменяет соотношение подвижностей смещающей и смещенной фаз.

GTM для повышения эффективности паровых циклических обработок (PCO) – ограничения притока воды с использованием композиций GALKA. Объем закачки композиции составлял от 80 до 160 м³. После закачки композиции GALKA наблюдается увеличение добычи нефти с 2,5 до 24 т / сут.

Метод чередования термических и физико-химических воздействий композиций поверхностно-активных веществ (IHN-KA, NINKA) на пласт с высоковязкой нефтью основан на изменении реологических свойств нефти и снижении ее вязкости.

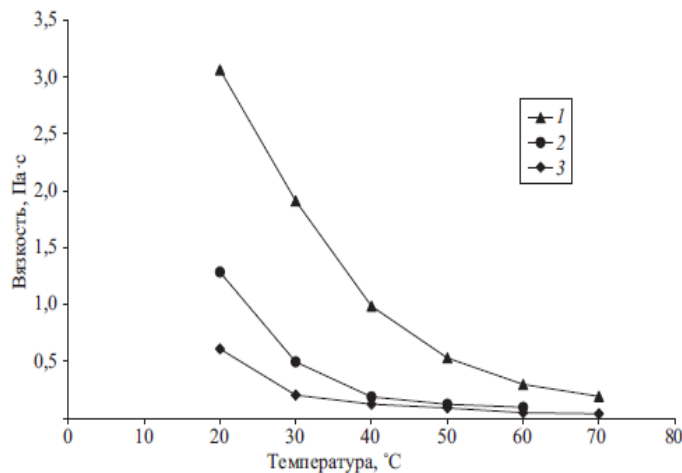


Рис. 3. Температурная зависимость вязкости нефти Усинского месторождения после термостатирования [2]

Одним из интересных методов повышения нефтеотдачи являются тепловые методы. Термические методы делятся на термические методы: закачка горячей воды, пар, закачка горячей воды, содержащей химические реагенты, паровая циклическая обработка скважин; и термохимический: горение на месте [1]. Термические методы широко используются при добыче высоковязких парафиновых и смолистых масел. Из-за нагревания происходит сжижение сырья.

Опытные испытания технологии попеременного физико-химического и пароциклического воздействия на пласт высоковязкой нефти с использованием состава НКА были успешно проведены. На пермо-каменноугольных отложениях Усинского

Заключение.

Спрос на углеводороды постоянно растет. Исходя из фактов, потенциал повышения нефтеотдачи различными методами в России имеет следующие показатели: термические методы – 15–30%, газовые методы – 5–15%, химические методы – 25–35%, физические методы – 9–12 %, а гидродинамические методы – 7–15%.

Преимущество гидродинамических методов повышения нефтеотдачи заключается в том, что они относительно просты в реализации и не требуют больших экономических затрат. Но не пренебрегайте другими методами. При применении современных методов увеличения добываемых запасов из скважин коэффициент извлечения нефти составляет в среднем 30–70% [3], из которых 20–25% – при первичных методах разработки. По результатам экспертов, использование современных методов повышения нефтеотдачи дает значительные показатели коэффициента нефтеотдачи.

Литература.

1. Альмухаметова Э. М., Ворсина Н. А., Сыртланов О. В. Эффективность применения гидроразрыва пласта в условиях Повховского месторождения //Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – №. 3. – С. 23–29.
2. Алтунина Л. К., Кувшинов В. А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов //Вестник Санкт-Петербургского университета. Серия 4. Физика. Химия. – 2013. – №. 2.
3. Апасов Т. К., Апасов Р. Т., Апасов Г. Т. Методы интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи для месторождений Западной Сибири. – 2015.

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА СО
СЛОЖНЫМИ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИМИ СВОЙСТВАМИ**

В.О. Патракеев

Научный руководитель - доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При разработке газовых и газоконденсатных месторождений основной задачей является выбор метода промышленной подготовки газа, так как от этого показателя зависят как технические, так и экономические показатели добычи углеводородного сырья [1, 2]. В настоящее время состояние минерально-сырьевой базы ухудшается в количественном и качественном плане, и многие месторождения, открываемые, в частности, в Восточной и Западной Сибири, обладают запасами газа со сложными физико-химическими условиями. Вследствие этого на передний план выходит разработка новых методик и технологий по подготовке газа месторождений сложного геологического характера, в том числе синергия месторождений с разными физико-химическими свойствами углеводородов (УВ).

Промысловая подготовка газа является важной частью технологического процесса в части подготовки его к дальнему транспорту. Кроме того, она направлена на максимальное извлечение жидких углеводородов (ЖУВ), которые являются ценным химическим сырьем.

При выборе методик и технологических решений по промышленной подготовке газа месторождений со сложными физико-химическими характеристиками добываемых УВ необходимо учитывать ряд факторов [3], таких как:

- фракционный состав газа и, особенно, содержание в нем тяжелых УВ группы C_{5+} ;
- содержание воды в газе (насыщение газа парами воды и вынос пластовой воды);
- содержание в газе вредных компонентов (сероводород, диоксид углерода, органические кислоты).

Немаловажное значение имеют производственно-геологические условия – глубина залегающих продуктивных пластов, динамика давления, динамика изменения состава природного газа, которые влияют на выбор технологических параметров разработки, в частности соотношение и последовательность ввода в работу пластов с различными физико-химическими свойствами природного газа с целью выполнения требований к его качеству при сдаче в магистральный газопровод. При этом, если месторождения близко расположены, то определяется, как правило, возможность совместной подготовки газа.

Основана сложность принятия решения по подготовке газа в немалой степени зависит от соотношения «сухого» газа (содержание тяжелых УВ менее 50 г/м^3) и «жирного» (содержание тяжелых УВ более 150 г/м^3) [4]. Соотношение сухого и жирного газа при промышленной подготовке является одним из важнейших параметров, который оказывает первостепенную значимость при определении способа промышленной подготовки.

В случае, когда добыча сухого и жирного газа имеет примерно одинаковые показатели (рисунок), то выбор способа подготовки сводится к применению стандартных технологических решений, где газ с содержанием тяжелых УВ более 150 г/м^3 будет подготавливаться на установке низкотемпературной сепарации, а газ с содержанием тяжелых УВ менее 50 г/м^3 будет подготавливаться на установках осушки.

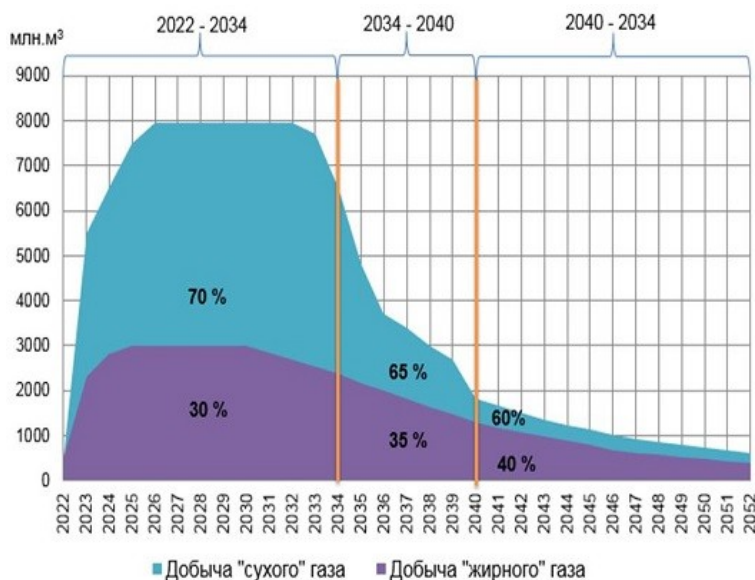


Рис. Добыча природного газа месторождения со сложными физико-химическими характеристиками углеводородов

В случае, когда содержание легкого газа невелико, целесообразно смоделировать процесс их совместной подготовки на установке низкотемпературной сепарации (УНТС), но для этого необходимо иметь ввиду следующее, что при совместной подготовке увеличивается количество сухого отбензиненного газа (СОГ), и при этом уменьшаются количество ценных жидких УВ (нестабильный конденсат). В результате, несмотря на то, что снижаются капитальные затраты на строительство установок осушки (УО) для подготовки легкого газа, способ может быть неэффективен, так как теряется товарная продукция ЖУВ, имеющая более высокую стоимость, чем СОГ, и к тому же увеличиваются необходимое количество мощностей дожимных компрессорных станций (ДКС) перед УНТС, так как технология низкотемпературной сепарации требует более высоких давлений на входе.

Для расчёта эффективности применения технологии совместной подготовки газа с различными физико-химическим составом, необходимо определить порог при каком соотношении подмешивания «сухого» и «жирного» газа их совместная подготовка будет целесообразна.

Рассмотрим месторождение «Х», открытое в 1989 году и расположенное на востоке Ямало-Ненецкого автономного округа, но на данный момент не включенное в промышленную разработку. На сегодняшний день на месторождении пробурено 14 разведочных скважин, лишь 4 из которых используются на нужды собственного газоснабжения близлежащих промышленных площадок. Потенциальный профиль добычи газа данного месторождения представлен на рисунке, включающий себя разделение по добыче «жирного» и «сухого» газа. Для определения технологии подготовки, необходимо смоделировать процесс их совместной и отдельной подготовки газа в программной среде Aspen Hysys в соотношении сухого к жирному газу – 30:70 % (2023-2034 года), 35:65 % (2034-2040 года), 40:60 % (2040-2052 года). Результаты представлены в таблице.

Таблица

Товарная продукция при различном соотношении «сухого» и «жирного» газа

| | | Период | 2023-2034 | 2034-2040 | 2040-2052 |
|--------------------------------|--|--|---|------------|-----------|
| | | Средняя годовичная добыча газа, млн. м ³ /год | | Жирный газ | 34085 |
| | Сухой газ | | 89935 | 17600 | 1337 |
| | Соотношение | | 30/70 | 35/65 | 40/60 |
| Выход товарной продукции | Совместная подготовка на УНТС | | Сухой отбензиненный газ (СОГ), млн. м ³ /год | 113159,8 | 24259,4 |
| | | Нестабильный конденсат (НК), м ³ /год | 25599,1 | 6004,8 | 1687,8 |
| | Раздельная подготовка сухого газа на УО, жирного на УНТС | Сухой отбензиненный газа (СОГ), млн. м ³ /год | 113644,6 | 24455,3 | 10644,9 |
| | | Нестабильный конденсат (НК), м ³ /год | 24920,4 | 5362,6 | 1477,97 |
| Соотношение товарной продукции | | СОГ, млн. % | +0,4 | +0,8 | +1,62 |
| | | НК, % | -2,65 | -10,7 | -12,4 |

После анализа и интерпретации результатов расчёта, был сделан вывод, что совместная подготовка газа на УНТС при содержании в смеси более 30% сухого газа (с 2035 по 2052 год) нецелесообразна, так как будет теряться более 10 % ценных жидких компонентов УВ. Соответственно наиболее оптимальным вариантом для промышленной подготовки газа месторождения «Х» в первые годы эксплуатации (2023-2034г.г.) является совместная подготовка газа на установках низкотемпературной сепарации. В дальнейшем (2035 – 2034 гг.) наиболее целесообразным образом подготавливать «сухой» и «жирный газ» раздельно, либо предусмотреть варианты дополнительной добычи жирного газа с близлежащих месторождений, и его транспорт до места подготовки.

По результатам исследования, можно сделать вывод, что изучение проблемы совместной подготовки газа со сложными физико-химическими свойствами, и в том числе включение в общую систему подготовки «жирных» природных газов, с определенным соотношением подмешивания, является потенциально-эффективной задачей, которая позволит оптимизировать и снизить затраты на технологические решения при проектировании и строительстве оптимальных конфигураций систем подготовки.

Литература

1. Аналитическое кредитное рейтинговое агентство [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – Режим доступа: <https://www.acra-ratings.ru> (дата обращения: 10.12.2018).
2. Гриценко А.И., Истомин В.А. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России. – М.: Недра, 1999. – 450.
3. Дунаев А.В., Истомин В.А., Кубанов А.Н. Особенности технологических процессов промысловой подготовки природного газа с низким конденсатным фактором // Газовая промышленность, 2015. №11. С.80–83
4. Кидни Дж., Парриш У.Р., Маккартни Д. Основы переработки природного газа: пер. с англ. яз. 2-го изд. под ред. О. П. Лыкова, И. А. Голубевой. – СПб.: ЦОП «Профессия», 2014. – 664 с., ил.

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ ГАЗА ДЛЯ ГАЗЛИФТНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

В.А. Полянский

Научный руководитель - доцент Л.В. Шишмина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Попутный нефтяной газ является побочным продуктом в процессе нефтедобычи. Переработка попутного нефтяного газа для производства продукции газонефтехимии является наиболее рациональным способом его использования [2]. Помимо этого, одним из способов применения газа является обратная закачка в пласт, а также газлифтная эксплуатация скважин. Газлифт применяется в скважинах, имеющих:

- высокие дебиты и большие забойные давления;
- высокий газовый фактор и давление на забое ниже давления насыщения;
- пескопроявления;
- сложные условия эксплуатации.

На сегодняшний день данный способ добычи является наиболее распространенным на морских месторождениях.

Целью данной работы является анализ факторов, влияющих на степень осушки газа при его подготовке как рабочего агента для газлифтной эксплуатации скважин, с помощью моделирующей схемы, разработанной в программном комплексе Unisim Design.

Источником газлифтного газа высокого давления могут быть компрессорные станции и скважины газовых месторождений [1]. Природный газ газовых месторождений нуждается в предварительной подготовке, которая заключается в удалении из газа конденсата и влаги, присутствие которых приводит к образованию в магистральных и контрольно-измерительной аппаратуре кристаллогидратов, нарушающих нормальную эксплуатацию системы газоснабжения. Использование нефтяного газа для газлифта имеет ряд преимуществ, среди которых можно выделить то, что при бурном перемешивании его с нефтью при движении вверх по НКТ газлифтной скважины газ обогащается бензиновыми фракциями. При переработке такого газа на газобензиновых заводах получают нестабильный бензин и другие ценные продукты. Нефть, перемешанная с газлифтным газом, стабилизируется, что уменьшает ее испарение при транспортировке и хранении.

Наиболее важным параметром подготовки газа для газлифтной эксплуатации является отделение влаги. На разных предприятиях значение точки росы газа по воде может варьироваться в зависимости от условий месторождения и температуры в скважинах. При газлифтной эксплуатации может использоваться подготовленный газ газовых месторождений, качество которого обусловлено требованиями к газу, поставляемому и транспортируемому по магистральным газопроводам [3].

Таблица 1

Требования к газу на выходе компрессорной станции

| № | Параметры | Единицы измерения | Значение параметров |
|---|---|---------------------|---------------------|
| 1 | Давление газа | кгс/см ² | 106 |
| 2 | Температура газа, не более, при температуре окружающей среды ниже 0 °С от 0 до +10 °С выше 10 °С | °С | 49 60 70 |
| 3 | Содержание капельной жидкости, не более | мг/м ³ | 20 |
| 4 | Точка росы, не более, при температуре окружающей среды до +10 °С выше +10 °С | °С | -20 -10 |

На рассматриваемом нефтяном месторождении для газлифтной эксплуатации скважин используется попутный нефтяной газ (ПНГ). Месторождение характеризуется относительно высоким газовым фактором (120 м³/тонну). Попутный нефтяной газ проходит полную подготовку по технологии низкотемпературной сепарации (НТС), в процессе которой он приобретает характеристики, удовлетворяющие требованиям к газу для магистрального транспорта [3]. Часть подготовленного газа отбирается для закачки в газлифтные скважины, остальное количество идет на экспорт. Тем самым реализуется система замкнутого газлифтного цикла, который был предложен в России М. М. Тихвинским в 1914 г. Суть заключается в сепарации нефтяного газа, его подготовке и закачке в газлифтные скважины и отправке на газоперерабатывающие заводы.

Факторы, определяющие характеристики работы установок низкотемпературной сепарации газа:

- давление и температура в низкотемпературном сепараторе;
- состав пластового газа;
- число ступеней сепарации
- конденсатный фактор.

В качестве ингибитора гидратообразования на установке подготовки газа используется моноэтиленгликоль.

Подготовка нефтяного газа происходит следующим образом: газ из сепаратора 3-й ступени поступает на вход компрессора низкого давления, на выходе из компрессора газ комбинируется с газом из сепаратора 2-й ступени. Данный объединенный поток охлаждается и затем компримируется.

Далее газовый поток объединяется с потоком от сепаратора 1-й ступени, охлаждается и поступает в газовый компрессор высокого давления. На выходе из газового компрессора высокого давления газ охлаждается до 37,8°С и компримируется до давления 15 МПа компрессором высокого давления и поступает в модуль осушки газа методом НТС. После низкотемпературного сепаратора газ проходит через теплообменник и закачивается в затрубное пространство газлифтных скважин при давлении нагнетания 7 МПа и температуре около 30 °С.

Следующая часть работы посвящена моделированию технологии получения и подготовки ПНГ.

Таблица 2

Состав газа на входе в модуль подготовки

| Компонент | Мольная доля |
|----------------------------------|--------------|
| CH ₄ | 0,897 |
| C ₂ H ₆ | 0,055 |
| C ₃ H ₈ | 0,014 |
| i-C ₄ H ₁₀ | 0,010 |
| n-C ₄ H ₁₀ | 0,009 |
| i-C ₅ H ₁₂ | 0,007 |
| n-C ₅ H ₁₂ | 0,001 |
| n-C ₆ H ₁₄ | 0,002 |
| C ₇₊ | 0,002 |
| CO ₂ | 0,002 |

Моделирование производилось в программной среде UniSim Design. Моделирующая схема системы получения и подготовки газа представлена на рисунке 1.

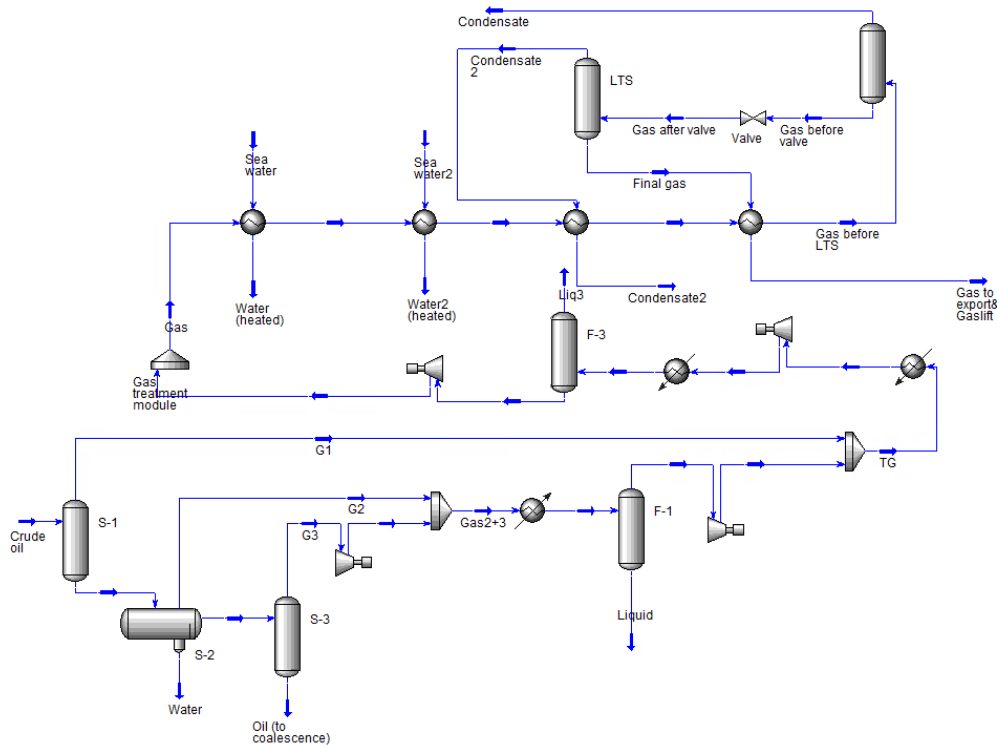


Рис.1 Моделирующая схема системы подготовки газа

В клапане Джоуля-Томсона снижение давления, согласно регламентам, происходит с 11 МПа до 6,8–7,3 МПа. Исследуем, какое количество жидкой фазы выпадет при дросселировании на данном интервале давлений при температуре минус 25 °С. Анализ проводился с помощью функции «Case Study». Пик графика давления покажет давление максимальной конденсации.

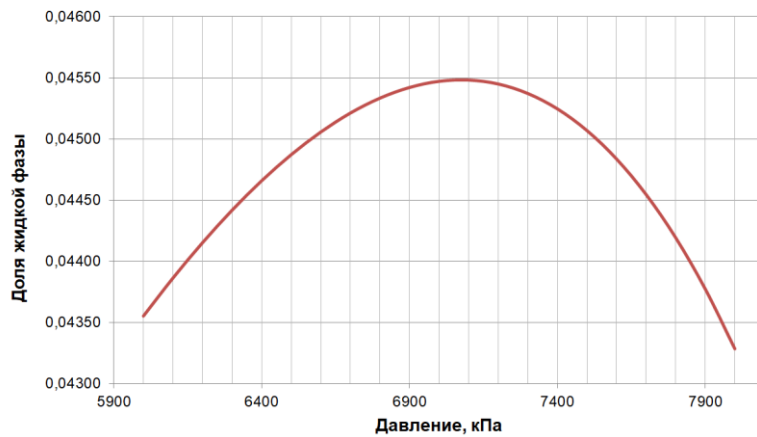


Рис. 2 Влияние давления на количество жидкой фазы, выпадающей при дросселировании газа, при температуре минус 25 °С

Как можно видеть из графика, давление максимальной конденсации при заданных условиях составляет 7,1 МПа. Соответственно, перепад давления на клапане Джоуля-Томсона, который обеспечит максимальное выпадение углеводородов в жидкую фазу, составляет 3,9 МПа.

Рассмотрим влияние давления на эффективность извлечения из газа углекислого газа и углеводородов C_{7+} (рисунок 3).

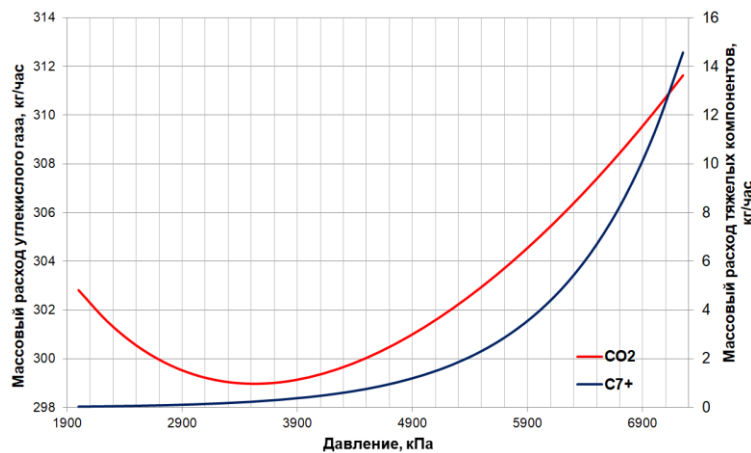


Рис. 3 Зависимость массового расхода углекислого газа и тяжелых компонентов (C_{7+}) в подготовленном газе от давления в низкотемпературном сепараторе

При повышении давления в низкотемпературном сепараторе вместе с подготовленным газом уходит больше углекислого газа и тяжелых компонентов, что впоследствии увеличит вероятность возникновения коррозии, а также выпадения конденсата в контрольно-измерительной аппаратуре и системе газоснабжения газлифтной эксплуатации.

Рассмотренная в данной работе технология рассчитана на подготовку до 14309 м³/сут. жидкости и 2,83 млн. м³/сут газа, в том числе газа на собственные нужды: топливный и газлифтный газ – 0,3 млн.м³/сут. Перепад давления на дросселе, который обеспечит максимальную конденсацию углеводородов, составляет 3,9 МПа. При повышении давления в низкотемпературном сепараторе увеличивается массовый расход углекислого газа и тяжелых компонентов в газовом потоке. Точка росы отбензиненного газа по углеводородам – минус 29,9 °С.

Возможные улучшения для данной технологии предусматривают использование детандера вместо дросселя для повышения эффективности процесса подготовки газа.

Литература

1. Арбузов В.Н. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин: учебное пособие. Часть 2 // Томск: Издательство Томского политехнического университета. – 2012. – С. 114.
2. Кирушин П.А. и др. Попутный нефтяной газ в России: "Сжигать нельзя, перерабатывать!". – Всемирный фонд дикой природы (WWF) – Москва: 2013. – 12 с.
3. СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия». – М.: ОАО «Газпром», 2010. – 19 с.

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ДИАМЕТРА НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ И ДЕБИТА НЕФТИ НА ИНТЕНСИВНОСТЬ ВЫПАДЕНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «Х»

В.С. Портнов

Научный руководитель - доцент М.В. Мищенко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В нефтегазовой промышленности процесс добычи, сбора и подготовки нефти очень часто сопровождается различными осложнениями. Одним из таких осложнений является образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО). Выпадение приводит к снижению добычи нефти, простаиванию скважин, износу оборудования, экономическим потерям.

Борьбу с асфальтосмолопарафиновыми отложениями при добыче нефти ведут в двух направлениях. Во-первых, это профилактика возможности отложений и во-вторых, удаление уже существующих АСПО.

В качестве предупреждения образования асфальтосмолопарафиновых отложений применяются различные химические, физические и механические средства борьбы. Эффективность использования методов борьбы с АСПО зависит от комплексного подхода к данной проблеме. Для её решения необходимо знать физико-химические процессы и причины, которые вызывают АСПО в различных условиях. Также важно умение спрогнозировать заранее выпадение АСПО, тщательно контролировать и вовремя предотвращать возможное осаждение АСПО при эксплуатации скважин. Особое внимание должно уделяться правильному определению необходимых методов борьбы с АСПО, которые позволяют добиться наибольшей их эффективности в различных промысловых условиях, не забывая про экономическую целесообразность и технологическую доступность [4].

Совокупность процессов, которые приводят к скоплению твердого органического вещества на поверхностях различного оборудования, называют механизмом парафинизации. На практике важно не само явление выделения парафинов, а то, что они откладываются на поверхностях труб и оборудования (направление соответствует направлению теплопередачи). Они могут откладываться при соблюдении некоторых условий: присутствии в составе высокомолекулярных углеводородов (УВ), особенно метанового ряда; понижения температуры до значения выделения твердой фазы; присутствии подложки с меньшей температурой, на ней будут кристаллизоваться [3].

Чтобы достичь благоприятной и безаварийной работы нефтепромыслового оборудования без энергетических и экономических затрат применяют профилактические способы. Предотвращение образования АСПО выбираются в зависимости от свойств нефтяного пласта, режима работы скважины. Из-за разнообразия условий месторождения, необходим сугубо-индивидуальный подход к решению проблемы. Поэтому при решении вопросов по борьбе с отложениями в первую очередь необходимо рассмотреть возможность применения способов предупреждения АСПО [2].

Одним из таких методов является выбор надлежащего режима работы скважины, эксплуатируемой электроцентробежным насосом (ЭЦН). Сущность метода заключается в подборе оптимальной скорости потока, при которой процесс образования парафиновых отложений замедляется или останавливается [1]. Данный способ является весьма перспективным, так как не требует значительных капитальных затрат на свою реализацию.

В качестве объекта исследования взята скважина месторождения «Х» Томской области, осложненная парафинообразованием. Исходные данные представлены в таблице 1.

Таблица 1

Исходные данные по скважине с парафинообразованием месторождения «Х»

| Параметры | Обозначение | Значение |
|-------------------------------|-------------|----------|
| Пластовая температура, °С | Тпл | 104 |
| Глубина скважины, м | Лск | 3200 |
| Условный диаметр НКТ, м | D | 0,06 |
| Дебит скважины массовый, кг/с | M | 0,58 |

Влияние диаметра насосно-компрессорных труб и дебита скважины на интенсивность выпадения АСПО исследуется на основании зависимостей температур потока, кристаллизации и окружающей среды от глубины скважины, представленных в таблице 2.

Таблица 2

Зависимость основных температурных показателей от глубины скважины

| Параметры | Глубина ЛСКВ, м | | | | | | | | | | | | |
|--|-----------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------|
| | 0 | 300 | 600 | 900 | 1000 | 1200 | 1500 | 1800 | 2100 | 2400 | 2700 | 3000 | 3200 |
| Температура потока Т, °С. | 26,1 | 30,4 | 35,1 | 40,1 | 41,9 | 45,6 | 51,6 | 58,3 | 65,9 | 74,4 | 84,2 | 95,5 | 104,0 |
| Температура кристаллизации Ткр, °С. | 53,6 | 50,9 | 48,6 | 46,6 | 44,2 | 42,1 | 42,1 | 42,4 | 42,7 | 43,0 | 43,4 | 43,7 | 44,0 |
| Температура окружающей среды То.с, °С. | -0,2 | 8 | 11 | 14 | 15 | 17 | 20 | 23 | 26 | 29 | 32 | 35 | 37 |

СЕКЦИЯ 10. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Интенсивность парафинизации скважины в зависимости от диаметра НКТ и дебита скважины представлены на рисунках 1-6. По шкале абсцисс расположена глубина скважины в метрах, по шкале ординат температура в градусах Цельсия.

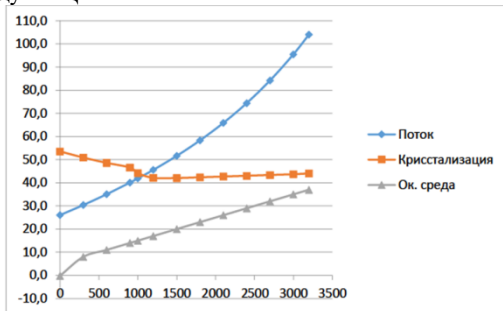


Рис. 1 Интенсивность парафинообразования в скважине при диаметре НКТ $D = 0,06$ м.

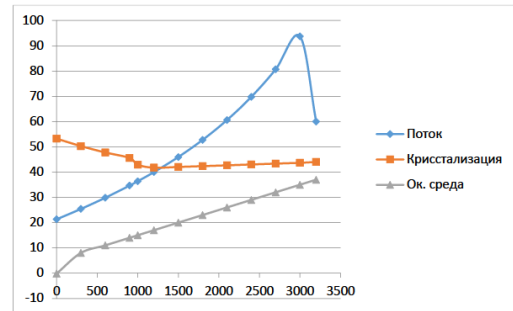


Рис. 2 Интенсивность парафинообразования в скважине при диаметре НКТ $D = 0,073$ м.

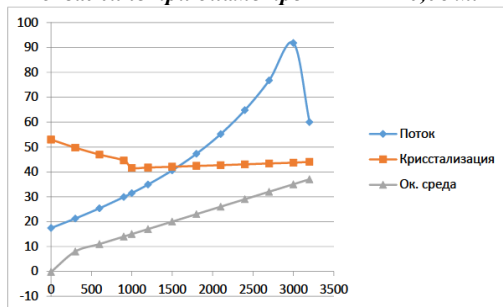


Рис. 3 Интенсивность парафинообразования в скважине при диаметре НКТ $D = 0,089$ м.

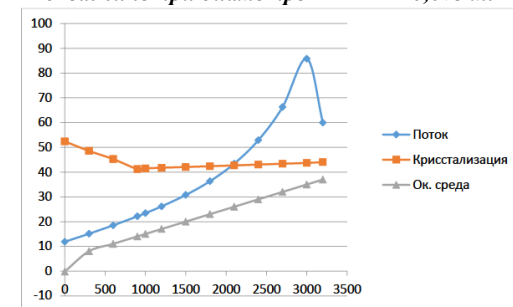


Рис. 4 Интенсивность парафинообразования в скважине при дебите $Q = 0,25$ кг/с.

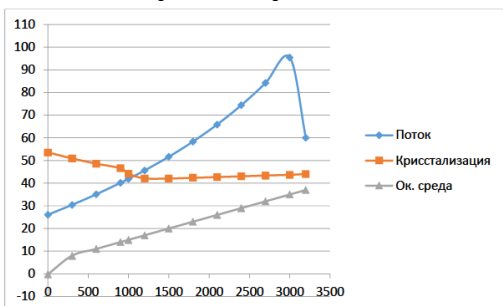


Рис. 5 Интенсивность парафинообразования в скважине при дебите $Q = 0,58$ кг/с.

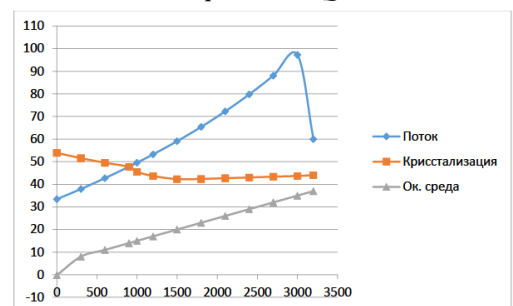


Рис. 6 Интенсивность парафинообразования в скважине при дебите $Q = 0,75$ кг/с.

Выводы. В ходе выполнения данной работы проведен анализ влияния диаметра насосно-компрессорных труб и дебита нефти на интенсивность выпадения асфальтосмолопарафиновых отложений на месторождении «Х» Томской области. В результате установлено, что с увеличением диаметра НКТ увеличивается глубина залегания АСПО. Для исследуемой скважины рекомендуется использовать диаметр трубы $d = 0,06$ м. Также в работе наглядно представлено, что с увеличением дебита количество АСПО снижается. Это обусловлено влиянием скорости и обводненности на темп охлаждения потока и его реологические свойства – темп охлаждения замедляется, соответственно, замедляется интенсивность парафинообразования и при формировании эмульсионной структуры увеличивается интенсивность разрушения отложений. Парафинобезопасным дебитом для изученной скважины на нефтяном месторождении «Х» является дебит, равный $0,75$ кг/с. Можно сделать вывод, что рассмотренная методика по изменению режима работы скважины для предупреждения образования парафиноотложений является весьма перспективной.

Литература

1. Гафаров Ш.А., Анохин А.А. Выбор режима, предотвращающего отложение парафина в скважинах, оборудованных центробежными электронасосами // Нефтегазовое дело. – 2008. – №2. – с. 63–67.
2. Ибрагимов Н.Г., Хафизов А.Р., Шайдаков В.В. Осложнения в нефтедобыче. – Уфа: ООО Издательство научнотехнической литературы «Монография», 2003. – 302 с.
3. Сорокин С.А., Хавкин С.А. Особенности физико-химического механизма образования АСПО в скважинах // Бурение и нефть. – 2007. – № 10. – с. 30–31.
4. Шихиев Я.Д. Методы предотвращения и борьбы с отложениями АСПО // Международный студенческий научный вестник. – 2015. – № 6.

ОСОБЕННОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ ВОДОКОНДЕНСАТНОГО ПРИТОКА В СКВАЖИНУ ДЛЯ ПОДБОРА ОПТИМАЛЬНОГО ДИАМЕТРА КОЛОННЫ ЛИФТОВЫХ ТРУБ

К.В. Присмотров

Научный руководитель - старший преподаватель М.А. Гладких

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время накопление жидкости на забое газовой скважины в процессе ее продолжительной эксплуатации является основной причиной, обуславливающей ухудшение фильтрационно-емкостных свойств коллектора, уменьшения дебита скважины, дестабилизации режима ее работы и увеличения содержания механических примесей в продукции скважины.

Таким образом, для решения возникающих осложнений необходимо искать способы удаления жидкости с забоя газовой скважины. Наиболее продвинутой технологией в данной сфере является перевод скважины на эксплуатацию с использованием концентрических лифтовых колонн. Ее суть заключается в том, что внутрь уже спущенной лифтовой колонны посредством колтюбинга производят спуск колонны меньшего диаметра, составленной из гибких полимерных труб, называемой центральной лифтовой колонной (ЦЛК). На устье скважины производят монтаж верхней части фонтанной арматуры с целью обеспечения эксплуатации спущенной колонны лифтовых труб, а также обвязывают фонтанную арматуру с автоматическим управляющим комплексом. В состав комплекса входит регулирующий клапан, который изменяет диаметр проходного сечения пространства между лифтовыми колоннами. Тем самым при уменьшении проходного сечения вплоть до полного перекрытия, скважина продолжает эксплуатироваться только по центральной лифтовой колонне, в результате чего увеличивается скорость движения газа, которая становится достаточной для удаления жидкости с забоя скважины. Величина проходного сечения межкольцевого пространства регулируется в автоматическом режиме по результатам подсчета дебита газа по двум лифтовым колоннам. В тот момент, когда дебит скважины становится меньше оптимального значения, вследствие постепенного накопления жидкости на забое скважины, автоматика дает сигнал на уменьшение проходного сечения межкольцевого пространства [1].

Основное преимущество данной технологии по сравнению с другими доступными технологиями – отсутствие необходимости в глушении скважины. Это является решающим фактором, обуславливающим внедрение технологии на месторождениях, находящихся на поздних стадиях разработки, так как именно на поздних стадиях скорость движения газа на забое скважин зачастую оказывается недостаточной для выноса жидкости из-за естественного снижения пластового давления при разработке. Кроме того, перевод скважины на эксплуатацию с использованием концентрических лифтовых колонн позволяет сделать процесс выноса жидкости с забоя скважины стабильным и управляемым в широком диапазоне объемов поступающей на забой жидкости.

Для расчета оптимального диаметра и компоновки центральной лифтовой колонны, составления проекта технического перевооружения скважины необходимо обоснование эффективности планируемой к внедрению технологии. С этой целью проводят комплекс исследования скважины для выяснения причин и условий накопления жидкости. Комплекс работ включает в себя анализ промысловой информации, газоконденсатные исследования скважины, гидродинамические исследования скважины, отбор и физико-химический анализ поступающей на забой жидкости.

Полученная информация в результате данных исследований позволяет составить модель водоконденсатного притока в скважину. Данная модель позволяет спрогнозировать количество поступающей на забой скважины жидкости, изменения скорости движения газа и дебита газа в течение срока эксплуатации скважины. Кроме того, модель является основой для подбора оптимального диаметра спускаемой колонны лифтовых труб, так как дебит газа и скорость его движения в лифтовой колонне непосредственно зависят от диаметра спущенной лифтовой колонны [2].

Далее будет рассмотрен пример проведения моделирования для скважины №2066 Северо-Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения. В скважине происходило накопление воды в размере 1,3-1,5 м³/сут воды на 100 тыс. м³/сут по газу. С учетом профиля скважины, ее конструкции и компонентного состава её продукции была создана модель в программном обеспечении OLGA (производства Schlumberger). Далее с учетом газоконденсатных и гидродинамических исследований скважины вычисляют оптимальные скорости движения газа и трубные давления, при которых скважина работает стабильно при максимально возможном дебите. После чего сверяют получившуюся модель с показателями гидродинамической модели на прогнозируемый период времени с целью получения информации о характере изменения продуктивности скважины с течением времени.

С учетом вышеизложенных факторов в дальнейшем происходит моделирование условий водопритока в скважину. Моделирование проводят при разных значениях водогазового фактора, пластового давления и компоновки, глубины спуска центральной лифтовой колонны. Вычисленные значения дебита скважины сравниваются с оптимальным значением дебита, полученного при вычислении на предыдущем этапе работ.

Ввиду того, что на забой скважины может поступать жидкость разнообразного состава (конденсационная вода, пластовая вода, газовый конденсат), непрерывно изменяются термобарические условия на забое скважины. Кроме этого, наличие влияния скин-фактора и несовершенства математической основы модели водопритока вносят большую погрешность в процесс прогнозирования объемов поступающей на забой жидкости, непосредственно влияющую на выбор оптимального варианта компоновки, спускаемой центральной лифтовой колонны. Поэтому после составления модели необходима экспертная оценка полученных результатов.

Итоговый вариант сводной таблицы приводится в следующем виде (см. таблицу):

СЕКЦИЯ 10. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Таблица

Результаты моделирования водогазового притока в скважину

| № п/п | Пластовое давление, бара | Водогазовый фактор, м ³ /м ³ | Устьевое давление, бара | Дебит газа ЦЛК Ду=89 мм, MD=3650 м, м ³ /сут | Дебит газа ЦЛК Ду=89 мм, MD=4010 м, м ³ /сут | Дебит газа ЦЛК Ду=73 мм, MD=3650 м, м ³ /сут | Дебит газа ЦЛК Ду=73 мм, MD=4010 м, м ³ /сут | Дебит газа ЦЛК Ду=60 мм, MD=3650 м, м ³ /сут |
|-------|--------------------------|--|-------------------------|---|---|---|---|---|
| 1 | 170 | 1,50E-05 | 98 | 162262 | 158374 | 134721 | 128789 | 93909 |
| 2 | 170 | 3,00E-05 | 98 | 154186 | 153830 | 127752 | 125638 | 84676 |
| 3 | 170 | 5,00E-05 | 98 | 148701 | 146459 | 117266 | 117932 | 78078 |
| 4 | 170 | 7,00E-05 | 98 | 140488 | 136475 | 121689 | 111571 | 81298 |
| 5 | 170 | 1,00E-04 | 98 | 124802 | 121847 | 101003 | 102132 | 64603 |
| 6 | 170 | 1,50E-04 | 98 | самозадав. | самозадав. | самозадав. | самозадав. | 57789 |
| 7 | 165 | 1,50E-05 | 98 | 140528 | 136814 | 115745 | 113626 | 83624 |
| 8 | 165 | 3,00E-05 | 98 | 127901 | 128486 | 111371 | 106467 | 74482 |
| 9 | 165 | 5,00E-05 | 98 | 119544 | 118538 | 108625 | 100852 | 69954 |
| 10 | 165 | 7,00E-05 | 98 | самозадав. | самозадав. | 95015 | 94608 | 69416 |
| 11 | 165 | 1,00E-04 | 98 | самозадав. | самозадав. | 80391 | 82841 | 53453 |
| 12 | 165 | 1,50E-04 | 98 | самозадав. | самозадав. | самозадав. | самозадав. | самозадав. |

В данной таблице приведена лишь часть соотношений изменения пластового давления и водогазового фактора, в действительности проводятся исследования большего диапазона значений. Для скважины №2066 наиболее оптимальный режим работы достигается при спуске лифтовой колонны с условным диаметром 60 мм на глубину 3650 м. Также было выяснено, что при спуске центральной лифтовой колонны ниже верхних отверстий фильтра-хвостовика (4010 м), самозадавливание скважины будет происходить интенсивнее.

Кроме того, путем моделирования можно узнать характер изменения дебита скважины с течением времени при эксплуатации ее в условиях накопления жидкости. Полученный график выглядит следующим образом (см. рисунок):

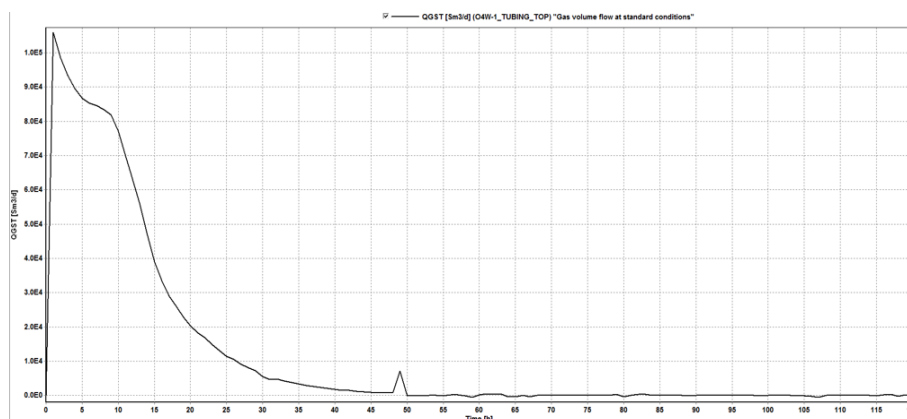


Рис. График зависимости дебита скважины от времени накопления жидкости

Как видно из графика, снижение дебита скважины происходит уже в первые часы после ее запуска, спустя сутки дебит скважины уменьшился в 10 раз в результате накопления жидкости на ее забое, и скважина почти самопроизвольно загнулась.

В результате данных исследований были получены следующие выводы:

- применение лифтовой колонны с условным диаметром 60 мм, в совокупности со спуском на глубину фильтра хвостовика (3650 м), позволит продлить эксплуатацию скважины № 2066 даже при значительном увеличении объема водопритока (15 м³/сут воды на 100 тыс. м³/сут по газу);
- спуск башмака лифтовой колонны ниже верхних отверстий фильтровой зоны не сможет обеспечить увеличения дебита газа, а напротив, способствует более раннему самозадавливанию скважины.

Таким образом, моделирование водоконденсатного притока в скважину при ее переводе на эксплуатацию с использованием концентрических лифтовых колонн является фундаментальным процессом, позволяющим не только произвести оптимальный подбор оборудования, но и спрогнозировать характер работы скважины при ее эксплуатации в осложнённых условиях.

Литература

1. Корякин А.Ю., Комплексные решения задач разработки и эксплуатации скважин Уренгойского добывающего комплекса – М., 2016 г. – 272 с.
2. Руководство по эксплуатации скважин сеноманских залежей по концентрическим лифтовым колоннам Р Газпром 2-3.3-556-2011., М., 2011г. – 29 с.

СОВРЕМЕННЫЕ УСТРОЙСТВА КОНТРОЛЯ ПРИТОКА ФЛЮИДА В СКВАЖИНЕ НА МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Р.Р. Рахматуллин

Научный руководитель - доцент А.Е. Ковешников

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время рассматриваются различные факторы безостаточной или с меньшей степенью остаточности разработки месторождений, обусловленных нефтяными оторочками. Успешность проекта зависит от геологических условий месторождения (разрабатываемого пласта), от верного понимания параметров пластового флюида и динамических свойств оторочек.

В обычных резервуарах коэффициент сложности пласта-коллектора стабилен, что позволяет проектирование бурения горизонтальных скважин наиболее подходящим решением, а также выражается в более частом использовании многоствольных скважин. Увеличение контакта скважины с пластом-коллектором обладает рядом преимуществ – задержанный прорыв воды и газа, высокая продуктивность скважины, эффективность охвата пласта.

Автономные устройства контроля притока (АУКП, англ. – Autonomuos Inflow Control Device, AICD), позволяют ограничить приток фазы газа и воды в каждом из интервалов скважины, и были разработаны для уменьшения эффекта движения от забоя к устью и повышения продуктивности горизонтальной скважины [1]. АУКП реагируют на разницу свойств флюидов, попадающих из резервуара в добывающую скважину [1]. Устройства обладают способностью создавать оптимальный приток в горизонтальных скважинах. Регуляторы работают без участия оператора и не нуждаются в подаче какой-либо энергии. Горизонтальные скважины, используются при разработке шельфовых месторождений нефти и газа, что является экономически наиболее целесообразным.

Автономные УКП ограничивают приток именно нежелательной фазы после ее прорыва, не уменьшая заданный приток нефти в скважину. Проблема AICD – невозможность изменить заданные параметры в определенный промежуток времени, при изменяющихся свойствах флюида.

Преимущества АУКП: возможность корректировки характеристик дренирования; возможность блокирования добывающей зоны в случае прорыва воды или газа; большее блокирование флюидов высокой плотности; препятствие заводнению скважины. По прогнозам экспертов, использование AICD способно увеличить накопленную добычу по скважине до 20%.

На сегодняшний день известно два коммерческих продукта, успешно прошедших испытания в полевых условиях: RCP (Rate Control Producton) клапаны компании Тендека [4] и FD (FluidDiode) компании Halliburton [3]. Один из видов AICD RCP, активно применяемых в отрасли, содержит левитирующий диск, как показано на рисунке 1 [1].

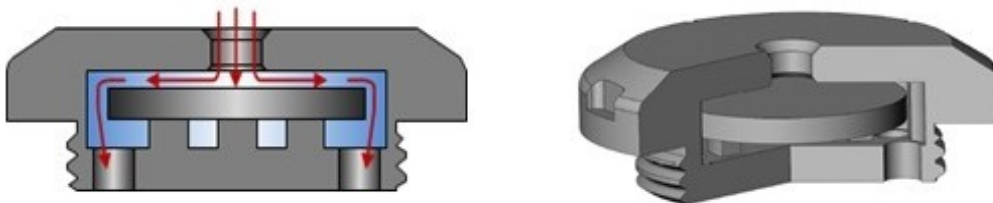


Рис. 1 Автономное устройство контроля притока. RCP клапан

Регулирование осуществляется так, что в движущемся потоке флюидов снижается давление. Чем больше скорость потока, тем отрицательней разница начального и конечного давлений. Если скорость потока над диском достаточно высока, создавшийся перепад давления поднимает диск тем самым блокирует область прохождения потока, что приводит к запираению потока, поскольку скорости жидкостей различной вязкости отличаются в условиях одинакового заданного пользователем давления, запираение жидкостей разной вязкости дифференцировано [3].

Действие AICD RCP основано на законе Бернулли, которое может быть выражено следующей формулой, без учета подъема и сжимаемости:

$$p_1 + \frac{1}{2}\rho v_1^2 = p_2 + \frac{1}{2}\rho v_2^2 + \Delta p_{\text{friction loss}}$$

где p_1 – статическое давление; $\frac{1}{2}\rho v_1^2$ – динамическое давление; $\Delta p_{\text{friction loss}}$ – потери давления на трение [2].

Согласно уравнению, сумма статического и динамического давления, а также потери давления на трение по направлению течения постоянна. На этом феномене основана работа АУКП.

Клапаны FD работают на использовании вращательного движения флюида. Конструкция устройства позволяет высоковязкой нефти проходить внутрь эксплуатационной трубы, тогда как поток менее вязкой воды закручивается вокруг входного отверстия, создавая дополнительный перепад давления и уменьшая приток в скважину.

В стандартных ICD потеря давления пропорциональна квадрату объема притока. В автономном ICD приток будет контролироваться при помощи подвижного диска, что определяет отличие характеристик притока по

отношению к стандартным ICD. Скважина с автономным ICD может выборочно блокировать приток флюидов из резервуара, как следствие, функционирование AICD будет более эффективным в меняющихся условиях резервуара. Недостаток данных клапанов – кратковременная служба из-за образования осадков на поверхности.

Эмпирическим методом были определены параметры функционирования устройств AICD. На основе полученных данных была составлена функция для AICD. Модель AICD представляет собой общее выражение дифференциального давления в клапане в качестве функции свойств флюидов и объемного потока [1]. Функция может быть выражена следующим образом:

$$\delta P = f(\rho, \mu) \cdot a_{AICD} \cdot q^x,$$

где $f(\rho, \mu)$ – аналитическая функция плотности смеси и вязкости; a – вводимый пользователем параметр силы; q – локальный показатель объемного притока смеси; x – вводимая пользователем константа [3].

Функция $f(\rho, \mu)$ определяется как:

$$f(\rho, \mu) = \left(\frac{\rho_{mix}^2}{\rho_{cal}}\right) \cdot \left(\frac{\mu_{cal}}{\mu_{mix}}\right)^y$$

y – вводимая пользователем константа и определяют степень калибровки и вязкости соответственно.

Плотность смеси и вязкость определяются следующим образом:

$$\rho_{mix} = a_{oil}\rho_{oil} + a_{water}\rho_{water} + a_{gaz}\rho_{gaz}$$

$$\mu_{mix} = a_{oil}\mu_{oil} + a_{water}\mu_{water} + a_{gaz}\mu_{gaz}$$

где a – относительный объем фазы.

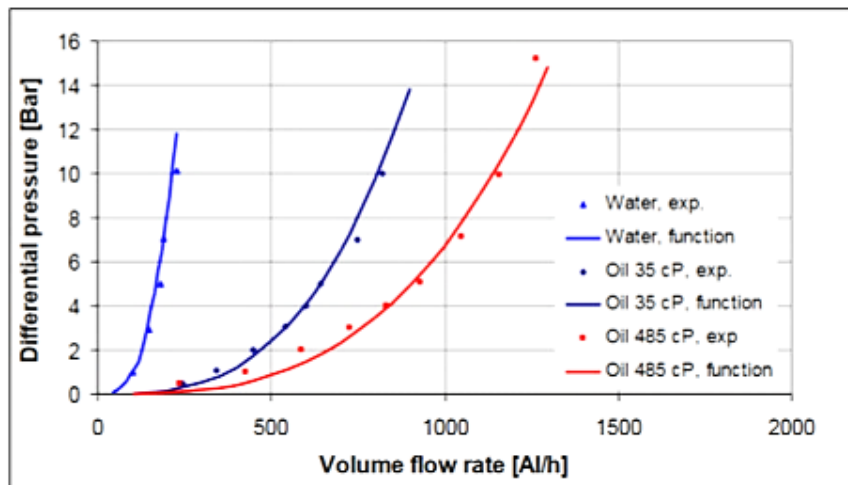


Рис. 2 Объемный поток нефти (460 сП), воды и газа через RCP как функция дифференциального давления

Правильность функции была подтверждена на основе экспериментальных данных с потоками нефти разной вязкости. На рисунке 2 представлен пример функции AICD в сравнении с результатами испытаний в лаборатории по изучению многофазных потоков Statoil в Порсгрунне.

Выводы:

Применяемая в конструкциях современных устройств контроля притока технология недостаточно совершенна и требует улучшений в плане экономической рентабельности и эксплуатационных характеристик, так как они требуют сложных манипуляций при ремонте и демонтаже устройства, что ведет к простоям.

Для совершенствования технологии можно предложить: подключение автономной телеметрической системы для управления клапанами в режиме реального времени, и более удобного контроля за скважиной и пластом; подключение резервных отводов для изолирования устройства контроля притока от флюида, чтобы произвести обслуживания рабочих органов и обработать взаимодействующие поверхности кислотой посредством капиллярных отводов, напрямую с устья.

Литература

1. Интеллектуальное месторождение: мировая практика и современные технологии – [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://gasoilpress.ru/gij/gij_detailed_work.php?GIJ_E. (дата обращения 30.11.2019).
2. Татарина М.В., Субботин М.В. Интеллектуальные технологии в разработке нефтяных и газовых месторождений // Научное сообщество студентов XXI столетия. Технические науки: сб. ст. по мат. XXXI междунар. студ. науч.-практ. конф. № 4(30). URL: [http://sibac.info/archive/technic/4\(30\).pdf](http://sibac.info/archive/technic/4(30).pdf) (дата обращения: 13.02.2020).
3. Brandon Least, The Theory of a Fluidic Diode Autonomous Inflow Control Device / SPE Middle East Intelligent Energy Conference and Exhibition, 28–30 October 2018, Manama, Bahrain.
4. Regulations relating to creating of adjustable geologic-technological models of oil and gas-and-oil fields; WD 153-39.0-047-00. – М., 2017 – 130 p.

ВЛИЯНИЕ ПОТООТКЛОНЯЮЩЕЙ КОМПОЗИЦИИ ГАЛКА НА СОСТАВ И СВОЙСТВА ПЛАСТОВЫХ ВОД УСИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Д.И. Савина¹, Е.А. Рождественский², У.В. Чернова^{1,2}

Научный руководитель - с.н.с.², старший преподаватель¹, к.х.н. В.В. Козлов^{1,2}

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

²Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

Максимальное извлечение нефти из пласта – важная проблема эксплуатации месторождений с тяжелой высоковязкой нефтью. К современным результативным способам нефтеизвлечения относят третичные методы увеличения нефтеотдачи (МУН), при которых изменяются физико-химические свойства нефти, содержащейся в пласте и попутных жидкостей.

Для увеличения охвата пласта заводнением и ограничения водопритока используют потокоотклоняющие композиции. Гелеобразующая система в поверхностных условиях – маловязкий водный раствор, в пластовых превращается в неорганический гель.

Подбор эффективной композиции для увеличения нефтеотдачи – сложная процедура, которую необходимо индивидуально проводить для каждого месторождения. Важно учитывать множество факторов: химические и физические свойства нефти, температуру, давление и проницаемость коллектора, минерализацию воды и ее совместимость с композицией.

Вода является постоянным и неизбежным компонентом, выходящим вместе с нефтью из скважины. Пластовые воды минерализованы, они отличаются высокой насыщенностью химическими элементами, которые находятся в ней в виде растворенных солей различных кислот [3]. Соли, содержащиеся в пластовых водах, способны влиять на процесс образования гелей, применяемых для ограничения водопритока или тампонажных работ: гели либо не образуются, либо образуются в небольших количествах и с неудовлетворительными свойствами [2]. Также состав воды важен для информации об этапе разработки пласта, методе добычи и типе нефти.

При извлечении нефти меняется химический состав и свойства пластовой воды: общая минерализация, концентрация солей, наличие соединений механических примесей, рН, плотность, вязкость, поверхностное натяжение.

Целью работы является анализ влияния потокоотклоняющей композиции ГАЛКА на изменение физико-химических свойств пластовой воды Усинского месторождения.

В основе действия гелеобразующей композиции ГАЛКА лежит система: соль алюминия-карбамид-вода. При гидролизе соединений, входящих в состав композиции, изменяются концентрации катионов, анионов и физические свойства пластовой воды [1].

Определение качественного и количественного состава образцов пластовой воды проводилось методом капиллярного электрофореза на установках «Капель 105» и «Капель 105М». Измерение поверхностного натяжения проводилось на приборе EasyDune K20 методом дью Нуи, плотности на вибрационном плотномере ВИП-2, вязкости на вибрационном вискозиметре «Реокинетика».

Анализ пластовой воды, отобранной из скважин, обработанных композицией ГАЛКА, показал изменение концентрации и состава катионов и анионов растворенных солей (таблицы 1 и 2). Наблюдалось снижение концентрации катионов Na^+ , Mg^{2+} и аниона Cl^- , изменение концентрации ионов Ca^{2+} , SO_4^{2-} и появление в образцах катионов NH_4^+ , K^+ , Sr^{2+} , Li^+ и аниона NO_3^{2-} . Наличие катионов NH_4^+ в пробах пластовой воды со скважин свидетельствует о деструкции карбамида, входящего в состав композиции ГАЛКА. Обнаружение аниона NO_3^{2-} в образце пластовой воды свидетельствует о разложении селитры, входящей в состав нефтewытесняющей композиции НИНКА. Кроме этого, изменились физические свойства пластовой воды после применения композиции на скважинах Усинского месторождения: снизилась величина поверхностного натяжения, плотность и вязкость.

Таблица 1

Качественный и количественный состав образцов пластовых вод по катионам с учетом разбавления

| проба / катион, мг/л | NH_4^+ | K^+ | Na^+ | Li^+ | Mg^{2+} | Sr^{2+} | Ca^{2+} |
|-----------------------|-----------------|--------------|---------------|---------------|------------------|------------------|------------------|
| Модельный образец (1) | - | - | 18862,9 | - | 2170,1 | - | 3881,6 |
| Модельный образец (2) | - | - | 17877,2 | - | 2036 | - | 3761,3 |
| среднее | - | - | 18370,05 | - | 2103,05 | - | 3821,45 |
| №7113 (1) | 164,2 | 145,2 | 15014,7 | - | 1577,0 | 207,5 | 5145,4 |
| №7113 (2) | 171,3 | 136,3 | 14505,2 | - | 1466,5 | 209,4 | 5059,5 |
| среднее | 167,75 | 140,7 | 14759,9 | - | 1521,7 | 208,4 | 5102,4 |
| №6036(1) | 193,8 | 101,3 | 11365,5 | 3,4 | 1322 | 113,1 | 3029 |
| №6036(2) | 180,9 | 108 | 11206 | 2,6 | 1320,2 | 114 | 3059,9 |
| среднее | 187,35 | 104,6 | 11285,75 | 3 | 1321,1 | 113,55 | 3044,4 |

Таблица 2

Качественный и количественный состав образцов пластовых вод по анионам с учетом разбавления

| проба анион, мг/л | Cl ⁻ | SO ₄ ²⁻ | NO ₃ ²⁻ |
|-----------------------|-----------------|-------------------------------|-------------------------------|
| Модельный образец (1) | 37060 | 79,48 | - |
| Модельный образец (2) | 36780 | 77,93 | - |
| Среднее | 36920 | 78,70 | - |
| №7113 (1) | 33170 | 563,2 | 19,68 |
| №7113 (2) | 35260 | 572 | 22 |
| среднее | 34215 | 567,6 | 20,84 |
| №6036(1) | 29010 | 595,4 | - |
| №6036(2) | 28680 | 557,8 | - |
| среднее | 28845 | 576,6 | - |

Литература

1. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений (обзор) // Успехи химии. – 2007. – Т.76. – № 10. – С. 1034 – 1052.
2. Вахитова А.К., Елиндинский А.А., Рахматуллин Р.Р., Башкирцева Н.Ю. Разработка потокоотклоняющей композиции для нефтепромыслов на основе биополимера и полиэфиров // Вестник Казанского технологического университета. – 2013. – Т.16. – № 10. – С. 253.
3. Сыркин А.М., Мовсумзаде Э.М. Основы химии нефти и газа: Учеб. пособие. – Уфа: Из-во УГНТУ, 2002. – 109 с.

**ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ ТИМАНСКОГО ОБЪЕКТА САРАЙЛИНСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ОСНОВАНИИ АНАЛИЗА ИЗМЕНЕНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ И
ТЕКУЩИХ ПОДВИЖНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ**

А.А. Садыков

Научный руководитель - старший преподаватель Р.Г. Лукьянова
Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, Россия

Целью данной работы является выделение перспективных зон для бурения скважин и проведения геолого-технических мероприятий с целью оптимизации системы разработки тиманского объекта Сарайлинского месторождения на основании анализа изменения пластового давления и текущих подвижных запасов нефти.

В прошлые годы и по настоящее время основным объектом разработки в Республике Татарстан являются высокопроницаемые коллекторы с маловязкой нефтью в отложениях терригенного девона. Многие исследования уже доказали, что девонские пласты-коллекторы вступили в завершающую стадию разработки, тем не менее даже на сегодняшний день в них сосредоточено достаточное количество остаточных запасов нефти. В подтверждение этому выступают накопленные годовые объемы добычи нефти, из которых около половины добычи приходится на терригенный нефтегазоносный комплекс верхнего девона [3]. В связи с этим можно сделать вывод, что при обоснованном подходе к системе разработки и полноценному анализу разработки возможно добиться стабильной положительной динамики технологических показателей в условиях стадии падения добычи нефти.

Объектом исследования в работе являются залежи нефти тиманского объекта разработки, в которых сосредоточены основные запасы месторождения. Отложения данного стратиграфического возраста продуктивны по данным сейсморазведочных работ и бурения на Гардалинском и Северо-Сарайлинском поднятиях, но как любой геологический объект изучения у них есть свои сложности [1,2]. Основная особенность в плане геологического строения заключается в обширной водо-нефтяной зоне тиманского горизонта Гардалинского поднятия, что привело уже на третьей стадии разработки к очень высоким объемам добычи жидкости с быстрорастущим процентом обводнения продукции скважин. В конечном итоге за счет малой площади нефтяной зоны поднятия на данный момент более половины фонда добывающих скважин обводнены свыше 90% [4].

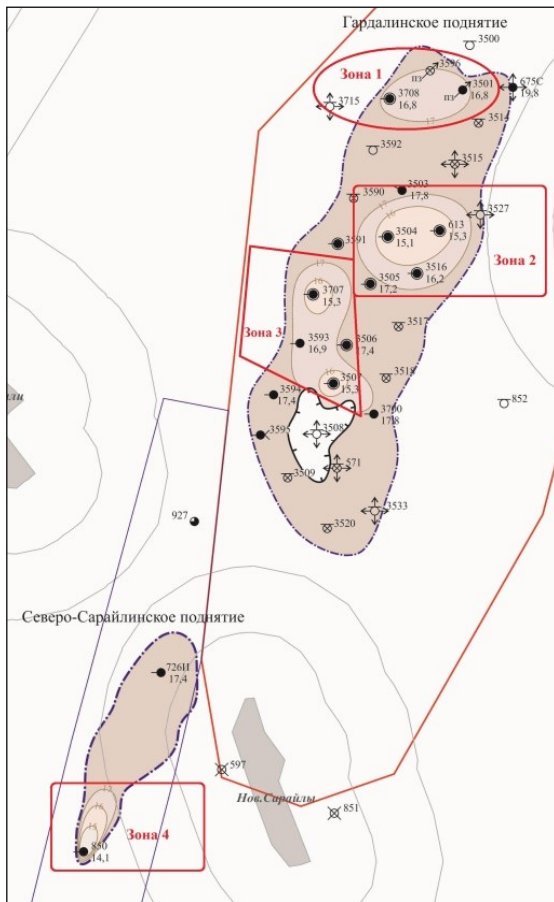


Рис. 1 Карта текущих пластовых давлений тиманского горизонта по состоянию на 01.01.2016

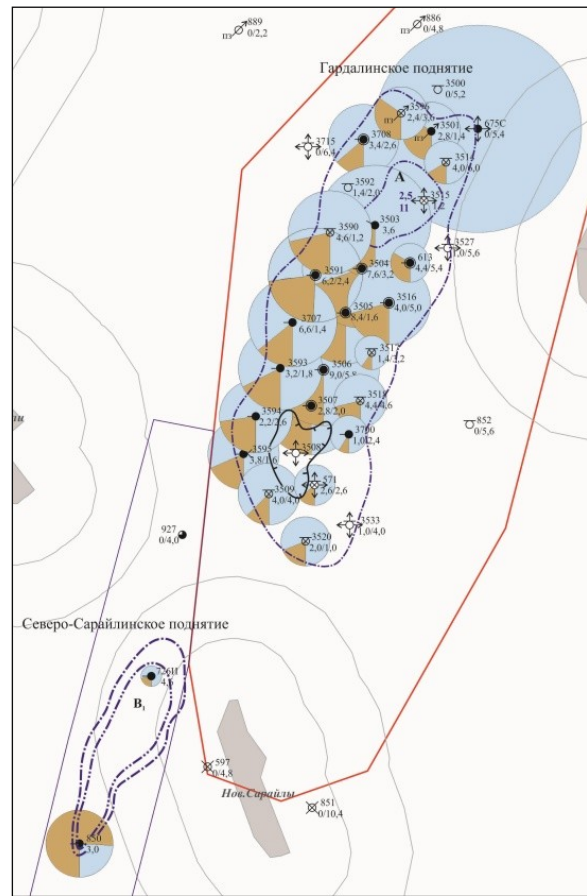


Рис. 2 Карта накопленных отборов жидкости и закачки воды тиманского горизонта

Оптимизация системы разработки объекта требует всегда детального изучения энергетического состояния объекта, так как контроль пластового давления один из важнейших факторов при оценке состояния разработки объекта. Изменению пластового давления от начального всегда необходимо уделять большое внимание, потому что оно определяет энергетические возможности продуктивного пласта, производительность скважин и залежи в целом [3].

Так, на примере изучаемого объекта было прослежено изменение пластового давления в зависимости от накопленных отборов жидкости. По этим промысловым данным для более наглядного представления результатов анализа были построены карты текущих пластовых давлений по состоянию на 01.01.2016 (рис. 1) и накопленных отборов жидкости и закачки воды тиманского горизонта (рис. 2).

Исследование данных по текущим пластовым давлениям тиманского объекта выявило наличие зон с пониженными значениями пластового давления относительно начального пластового давления, которое было равно 17,5 МПа [1]. Стоит отметить, что снижение этого показателя прослеживается по обоим поднятиям: Гардалинскому и Северо-Сарайлинскому.

Согласно карте текущих пластовых давлений на Гардалинском поднятии можно обозначить 3 зоны с пониженным пластовым давлением по сравнению с начальным.

Зона 1. В этой области находятся скважины №3708 и №3501, текущее пластовое давление в обеих скважинах равно 16,8 МПа, то есть снижение составило 4%. Несмотря на расположение этих добывающих скважин в зоне заводнения нагнетательной скважины 675С, пластовое давление не восстановилось, что свидетельствует о слабой эффективности нагнетания.

Зона 2. Участок со сниженным пластовым давлением приурочен к сводовой части поднятия. При этом снижение давления в этой области весьма значительно и составило в скважинах №№3504, 613 14% и 13% от начального соответственно, также в скважине № 3516 снижение составило 7%. Столь большое снижение пластового давления связано с большими объемами отборов жидкости, которому благоприятствовало сводовое расположение скважин.

Зона 3. В краевой западной части поднятия снижение пластового давления аналогично с зоной 2. В скважинах №3707 и №3507 оно составило 13% от начального, а в скважине №3593 – 3%. Это объясняется картой накопленных отборов жидкости и закачки воды тиманского горизонта: все эти скважины отобрали большой объем жидкости, что повлияло на снижение пластового давления.

Зона 4. Эта область с пониженным пластовым давлением приурочена к южной части Северо-Сарайлинского поднятия. Текущее пластовое давление в скважине №850 снизилось на 19% от начального – это самый высокий показатель по тиманскому объекту разработки. Причину можно определить по карте накопленных отборов жидкости и закачки, скважина №850 отобрала больший объем жидкости в сравнении с соседней скважиной №726И.

Для более полной оценки структуры остаточных запасов тиманского объекта был проведен анализ текущих подвижных запасов нефти на основе гидродинамического моделирования. В результате была получена карта распределения подвижных запасов (рис. 3), на основе которой были выделены участки, не вовлеченные в процесс разработки, и намечены мероприятия для довыработки остаточных запасов нефти.

Согласно картам текущих пластовых давлений по состоянию на 01.01.2016, накопленных отборов жидкости и закачки воды текущих подвижных запасов нефти тиманского горизонта (рис. 3), рекомендуется оптимизировать систему разработки следующими мероприятиями:

1. бурение скважины № 1, оборудованной установкой одновременно-раздельной добычи (ОРД), с целью выработки остаточных запасов тиманского и вышележащего объектов;
2. перевод двух скважин №3592 и №3502, выработавших запасы по вышележащему объекту и обводнившихся, для выработки остаточных извлекаемых запасов нефти с тиманского объекта;
3. усиление системы поддержания пластового давления переводом добывающей скважины №3507 под закачку для восстановления пластового давления в зоне 2 Гардалинского поднятия;
4. дополнительное бурение двух добывающих скважин №2 и №3 в своде Северо-Сарайлинского поднятия;

Предложенные мероприятия должны оптимизировать динамику добычи нефти, приблизить КИН к проектному уровню и вовлечь в разработку ныне невовлеченные участки залежей.

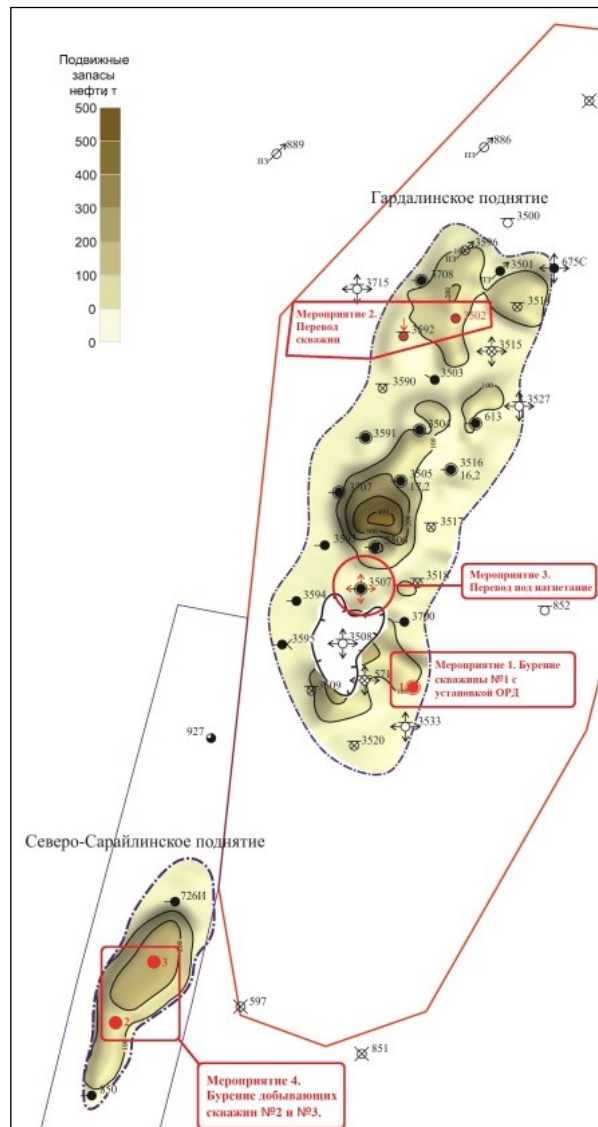


Рис. 3 Карта текущих подвижных запасов нефти тиманского горизонта

Литература

1. Абдулина Р.М., Ахметгареев В.В, Дополнение к технологической схеме разработки Сарайлинского нефтяного месторождения, ПАО «Татнефть» Институт «ТатНИПИнефть», Бугульма, 2016, 275с.
2. Антонова И.Г., Миргалимова Р.И, Отчет о результатах МОГТ 3D сейсморазведочных работ на территории Тукаевского района Республики Татарстан, ООО «ТНГ-Групп», Бугульма, 2016, 208с.
3. Муслимов Р.Х., Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее: учебное пособие, Изд-во "Фэн" Академии наук РТ, Казань, 2012, 664с.
4. Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений: в 2 т./ под ред. проф. Р.Х. Муслимова – Казань: Изд-во Фэн АН РТ, 2007 г. – т. 1. – 315 с.; т. 2 – 523 с.

ВЫБОР ЭФФЕКТИВНОЙ ПРОГРАММЫ УПЛОТНЯЮЩЕГО БУРЕНИЯ В УСЛОВИЯХ РАЗВИТИЯ ТРЕЩИН АВТО-ГРП В НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

А.А. Серебрянников

Научный руководитель - профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Состояние сырьевой базы нефтегазовых месторождений Западной Сибири в последние годы отличается снижением качества и структуры промышленных запасов нефти. Новые месторождения, преимущественно, характеризуются наличием залежей с плохими коллекторскими свойствами и необходимостью совершенствовать традиционные методы разработки для извлечения труднодоступных запасов углеводородов. Разрабатываемые уже не первый десяток лет высокопроницаемые коллекторы, как правило, находятся на третьей/четвертой стадии разработки, когда потенциал бурения новых скважин практически исчерпан, а состояние и процент содержание воды в продукции действующих скважин оставляют желать лучшего. При этом, несмотря на снижающиеся уровни добычи нефти и рост обводненности, на многих разрабатываемых месторождениях остаются недоизвлеченные запасы нефти, которые можно вовлечь в разработку при проведении комплекса геолого-технических мероприятий (ГТМ) и бурении уплотняющих скважин в зоны локализации остаточных запасов углеводородов.

В работе рассматривается нефтяное месторождение Томской области, на котором разрабатывается один эксплуатационный объект разработки Ю₁²⁺³, включающий в себя два продуктивных пласта: низкопроницаемый Ю₁² и неоднородный Ю₁³. Несмотря на значительные различия фильтрационно-емкостных свойств и, соответственно, добычных возможностей пластов, они объединены в один объект разработки и эксплуатируются единой сеткой наклонно-направленных скважин с целью сократить расходы и сделать проект экономически целесообразным. Разработка эксплуатационного объекта Ю₁²⁺³ характеризуется падающими уровнями добычи нефти и преждевременным обводнением действующего фонда скважин, который согласно оценке ВНФ не способен выработать утвержденные запасы углеводородов, в связи с чем появилась необходимость поиска запасов в разбуренных частях месторождения.

С целью локализации остаточных запасов углеводородов и прогнозирования уровней добычи нефти была построена 3D-фильтрационная модель целевого сектора месторождения в гидродинамическом симуляторе iNavigator. Средняя пористость в модели составляет 0,153 д.ед., средняя абсолютная проницаемость по газу – 5,49 мД, начальная нефтенасыщенность – 0,50 д.ед. На рисунке 1 представлена карта текущей нефтенасыщенности по модели на дату анализа.

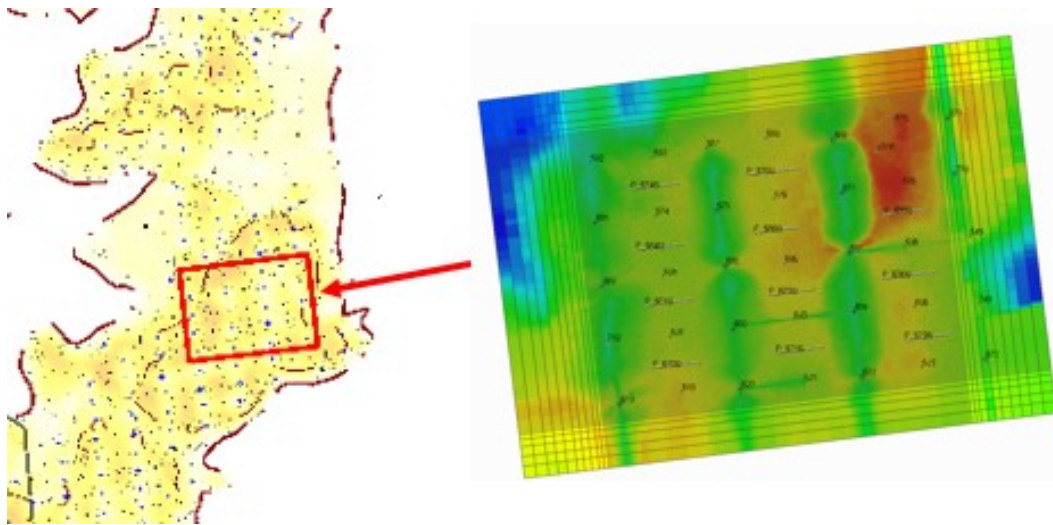


Рис. 1 Карта текущей нефтенасыщенности сектора месторождения

После оценки работы базового фонда скважин было определено формирование слабодренлируемых зон между скважинами в добывающих рядах. На месторождении, в большинстве своем, сформирована рядная система разработки с расстоянием между рядами 500 м. В следствии того, что на всех скважинах при вводе в эксплуатацию в качестве способа заканчивания использовался гидроразрыв пласта (ГРП) и не учитывалось направление регионального стресса, в пласте сформировалась система трещин, направленных вдоль регионального стресса. Такое расположение трещин ГРП при формировании рядов нагнетательных скважин способствовало объединению трещин в единую «галерею» фильтрации. Помимо расчетов на модели, данное предположение было доказано, благодаря трассерным исследованиям, результаты которых также показали фильтрацию закачиваемой жидкости по объединенным трещинам ГРП от одной нагнетательной скважины к другой – реакция меченого агента на соседних добывающих скважинах заметна в гораздо меньшей степени.

При разработке низкопроницаемых коллекторов многие добывающие компании используют операции ГРП и в добывающих скважинах, и в нагнетательных, например, ООО «РН-Юганскнефтегаз» [2]. В зонах бурения новых скважин при выполнении ГРП трещины распространяются в направлении максимальных горизонтальных

напряжений, если отсутствует значительное изменение полей давления и температуры [3]. С целью поддержания пластового давления и компенсации отборов жидкости при разработке низкопроницаемых коллекторов необходимо осуществлять закачку жидкости под высокими давлениями, поэтому избежать развития трещин автоГРП достаточно сложно. В результате этого существенно возрастает риск неблагоприятного охвата заводнением продуктивного пласта и формирования слабодренируемых зон, поэтому крайне важно учитывать возможность образования трещин автоГРП при выборе системы разработки.

Сложность данной проблемы заключается в том, что контролировать формирование индуцированных трещин в скважинах нагнетательных рядов крайне трудно, так как нет достаточно точных методик количественного описания характеристик трещин автоГРП, а также динамики их развития в продуктивном пласте. В работах [4-5] выделили следующие факторы развития трещин автоГРП: давление жидкости на забое выше давления распространения трещины; наличие механических примесей в нагнетаемой жидкости, способствующие ухудшению призабойной зоны пласта; низкая температура нагнетаемой жидкости, способствующая охлаждению продуктивного пласта.

С целью извлечения слабодренируемых запасов между скважинами в добывающих рядах были сформированы и рассчитаны на гидродинамическом симуляторе несколько вариантов разработки сектора: разработка сеткой горизонтальных скважин с МГРП с длиной горизонтальной части ствола 500, 300 м и 300 м под углом 45°, а также варианты разработки более плотной сеткой ННС+ГРП плюс дополнительный вариант с переводом скважин в добывающих рядах в ППД после выработки своих запасов. На рисунке 2 представлены расчетная накопленная добыча нефти по шести вариантам разработки и схема рекомендуемого варианта. По результатам расчетов на модели, оптимальным вариантом разработки сектора является вариант с ГС 500 м – накопленная добыча нефти составит 2711 тыс.т.

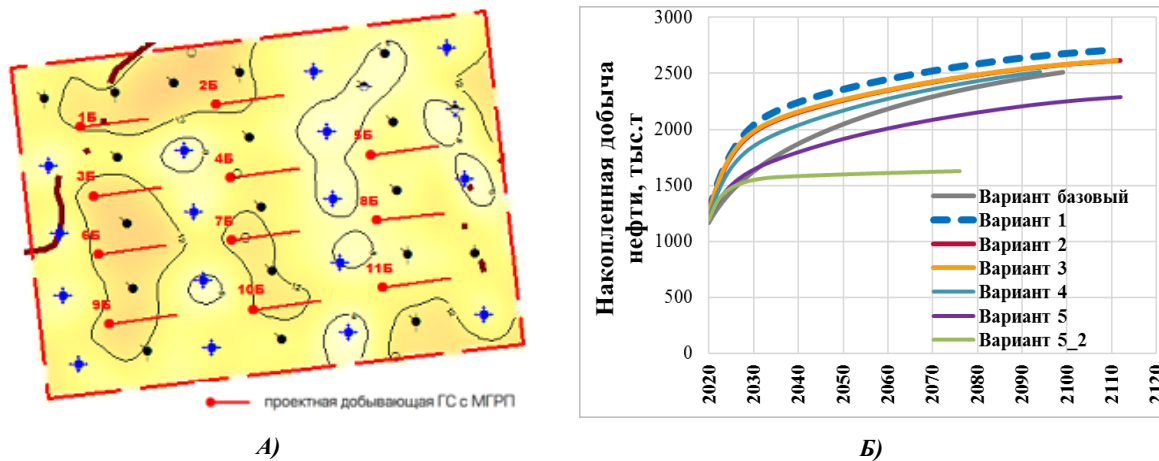


Рис. 2 Схема рекомендуемого варианта разработки сектора (А) и накопленная добыча нефти по всем расчетным вариантам (Б)

Согласно технико-экономической оценке, при сложившейся системе разработки месторождения с целью увеличения коэффициента охвата и, соответственно, коэффициента нефтеизвлечения рекомендуется уплотняющее бурение сеткой горизонтальных скважин с длиной горизонтальной части ствола 500 м в слабодренируемые зоны между скважинами добывающих рядов. Кроме того, необходима оптимизация системы заводнения для поддержания пластового давления в районах интенсивного бурения, для этого требуется составление программы ГТМ, направленной на увеличение приемистости нагнетательных скважин (повторный ГРП, обработка призабойной зоны, гидродинамическое воздействие). Также рекомендуется рассмотреть возможность применения эффективных методов увеличения нефтеотдачи (МУН) и потокоотклоняющих технологий (ПОТ) с целью изоляции высокопроницаемых промытых зон пласта и перераспределения потоков фильтрации для увеличения коэффициент охвата и более полного извлечения запасов нефти.

Литература

1. Бачин С.И. Доразработка остаточных запасов нефти высокообводненных месторождений с неоднородными коллекторами: автореферат диссертации кандидата наук: 25.00.17. – Уфа, 2008. – 24 с.
2. Байков В.А., Бураков И.М., Латыпов И.Д., Яковлев А.А., Асмандияров Р.Н. Контроль развития техногенных трещин автоГРП при поддержании пластового давления на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 11. – С. 30–33.
3. Латыпов И.Д., Борисов Г.А., Хайдар А.М. Переориентация азимута трещины повторного гидроразрыва пласта на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 6. – С. 34–38.
4. Longuemare P., Detienne J-L., Lemonnier P. Numerical modeling of fracture propagation induced by water injection/re-injection // SPE 68974. – 2001.
5. Hustedt B., Zwartz D., Bjoerndal H.P. Induced fracturing in reservoir simulations: application of a new coupled simulator to waterflooding field examples // SPE 102467. – 2006.

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ОЦЕНКЕ ВЛИЯНИЯ РАБОТЫ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ДОБЫВАЮЩИЙ ФОНД СКВАЖИН БАКЛАНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВЕРЕЙСКИЙ ПЛАСТ СУХОБИЗЯРСКОЙ ПЛОЩАДИ

О.С. Сыпачёва

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» г. Пермь, Россия

Оценка межскважинного пространства при изучении коллекторов является актуальной темой в нефтяной промышленности. Важнейшим источником получения такой информации о пласте являются гидродинамические исследования в скважинах.

При таких исследованиях уточняются характеристики пластов, а уже исходя из полученной информации оценивается эффективность мероприятий по воздействию на призабойную зону пласта с целью дальнейшей интенсификации добычи нефти. В настоящее время все чаще применяют новые технологии и методы получения информации о гидродинамических процессах, такие как гидропрослушивание пластов, трассерные (или индикаторные) исследования, применяется современное оборудование.

На основе полученной достоверной информации о пласте в дальнейшем есть возможность оценивать эффективность системы поддержания пластового давления с целью дальнейшей оптимизации, уточняются граничные условия пласта, что используется при построении гидродинамической модели месторождения, проводится дальнейшее прогнозирование разработки как отдельных объектов, так и всего месторождения в целом.

Но несмотря на развитие технологий и методов получения информации о гидродинамических процессах в пласте, актуальным остается вопрос о поиске таких методов определения гидродинамической связи, которые бы позволяли получать достоверную информацию без существенных экономических затрат и затрат времени на проведение исследований.

Для поиска таких методов определения гидродинамической связи между скважинами предлагается рассмотреть результаты проведения трассерных исследований на участке залежи, рассмотреть метод математической статистики, такой как расчет коэффициента ранговой корреляции Спирмена, и использовать расчеты линий тока на гидродинамической модели месторождения в программном продукте Tempest More от Roxar.

Все перечисленные методы определения гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами рассматривались на участке верейской пласта Баклановского месторождения, расположенного в Пермском крае.

На данном участке залежи в 2017 г проводились трассерные исследования. По залежи выделяется неравномерное распределение пластового давления по площади: имеются участки с низкими значениями пластового давления и зоны с повышенным давлением. Наличие участков с пониженным пластовым давлением может указывать на слабую гидродинамическую связь между нагнетательными и добывающими скважинами, что в дальнейшем приводит к неравномерной выработке запасов по площади залежи, в то время как наибольшее скопление остаточных извлекаемых запасов сосредоточено именно на верейском объекте.

Рассмотрение влияния работы нагнетательных скважин на добывающий фонд скважин весьма актуально на данном объекте, так как в дальнейшем есть возможность предложить мероприятия на скважинах, способствующих более полной выработке запасов как по разрезу, так и по площади.

На верейском пласте Сухобизярской площади Баклановского месторождения в 2017г проводились трассерные исследования с целью определения геолого-физических характеристик пласта, выявления каналов с низким фильтрационным сопротивлением, установлением связи между нагнетательными и добывающими скважинами [3]. Всего было задействовано в исследовании 6 нагнетательных скважин и 24 добывающих. В сравнении методов определения гидродинамической связи между скважинами использовались процентные значения распределения фильтрационных потоков от каждой нагнетательной скважины к каждой окружающей ее добывающей скважине.

В качестве метода математической статистики определения связи между скважинами выбран метод ранговой корреляции Спирмена [1, 2], позволяющий с помощью промысловой информации определить силу связи между нагнетательной скважиной и окружающей ее добывающей скважиной. Для расчета коэффициента ранговой корреляции необходима информация о месячных объемах закачки и отбора нефти: с помощью приемистости нагнетательных скважин и дебитов нефти добывающих скважин рассчитывается коэффициент, а по его значению определяется сила связи. Так коэффициенты ранговой корреляции были рассчитаны между всеми скважинами на рассматриваемом участке залежи.

Модель месторождения представлена в программном продукте Tempest More от Roxar, где с помощью инструмента Well matrix можно оценить влияние работы нагнетательной скважины на окружающие ее добывающие скважины. Данный инструмент отображает долю линии тока streamlines от каждой нагнетательной скважины ко всем добывающим скважинам, что можно увидеть визуально и оценить в числовом значении.

Результаты расчетов всеми рассматриваемыми методами представлены в таблице.

Рассмотрев каждый метод определения взаимовлияния скважин, можно сделать вывод, что расчет коэффициента ранговой корреляции Спирмена отлично подходит для экспресс-оценки гидродинамической связи между скважинами. Как можно заметить из результатов таблицы, значения коэффициента Спирмена в большинстве своих случаях совпадают с результатами трассерных исследований, имеются лишь сложности в случае определения связи между скважинами, находящимися во втором ряду, но в таком случае на помощь может прийти гидродинамическая модель.

**СЕКЦИЯ 10. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И
ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Таблица

Результаты определения гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами

| № нагнетательной скв | № добывающей скв | Процент распределения фильтрационных потоков по результатам трассерных исследований | Процент распределения фильтрационных потоков по ГДМ | Коэффициент ранговой корреляции Спирмена |
|----------------------|------------------|---|---|--|
| 304 | 571 | 26,4 | 78,6 | 0,75 |
| | 303 | 19,7 | 0,6 | 0,71 |
| | 302 | 13,8 | | 0,48 |
| | 307 | 9,3 | | 0,47 |
| | 305 | 6,1 | 11,8 | 0,73 |
| | 559 | 5,2 | 0,3 | 0,45 |
| | 301 | 1 | | 0 |
| 1035 | 305 | 25,9 | 22,4 | 0,8 |
| | 571 | 16,5 | 11,1 | 0,74 |
| | 1034 | 14,7 | 8,2 | 0,79 |
| | 1036 | 10,7 | 16,1 | 0,64 |
| | 302 | 9,1 | | 0,69 |
| | 307 | 8,1 | | 0,48 |
| | 1026 | 5,2 | 41,4 | 0,62 |
| | 1040 | 5 | | 0,29 |
| | 66 | 1 | | 0,41 |
| 1041 | 1 | | 0,35 | |
| 954 | 561 | 37,2 | 67,4 | 0,75 |
| | 1040 | 18,2 | | 0,73 |
| | 1052 | 13,9 | | 0,83 |
| | 598 | 11,6 | 2,1 | 0,88 |
| | 1036 | 10,6 | | 0,65 |
| | 66 | 1,4 | | 0,15 |
| 1039 | 302 | 28,7 | 12,4 | 0,64 |
| | 303 | 22,5 | 13,4 | 0,63 |
| | 1034 | 15,4 | 21,5 | 0,66 |
| | 595 | 14 | 19,4 | 0,9 |
| | 1051 | 8,7 | 0,5 | 0,83 |
| | 1040 | 7,1 | 15,7 | 0,75 |
| 1461 | 1045 | 2,4 | | 0,45 |
| | 302 | 61,3 | | 0,8 |
| | 1054 | 14,6 | | 0,72 |
| | 284 | 14,3 | 18,5 | 0,69 |
| | 609 | 5,1 | | 0,61 |
| | 595 | 3,5 | 1,6 | 0,82 |
| | 1045 | 1,1 | 4,9 | 0,4 |
| 586 | - | 32 | 0,88 | |

Определив гидродинамическую связь между скважинами на рассматриваемом участке залежи Баклановского месторождения все перечисленными методами, в дальнейшем были предложены мероприятия на нагнетательном фонде скважин и на добывающем, с целью равномерной выработки запасов по площади и разрезу. На нескольких нагнетательных скважинах предлагалось выравнивание профиля приемистости с использованием гелеобразующих составов, на добывающих скважинах – реперфорации и перфорации пластов с последующими кислотными обработками. Всего дополнительная годовая добыча нефти при реализации предлагаемых геолого-технических мероприятий составит 2,6 тыс. т по расчётам на гидродинамической модели.

Литература

1. Мартюшев Д.А. Исследование влияния трещиноватости на особенности разработки нефтяных залежей в карбонатных коллекторах: Дис. канд.техн.наук: – Пермь, 2018. – 152 с.
2. Расчет коэффициента ранговой корреляции Спирмена / Медицинская статистика. 2013. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://medstatistic.ru/calculators/calcspirmen.html> (дата обращения 04.09.2019).
3. Трассерные исследования скважин. Проведение, интерпретация и применение результатов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.petroleumengineers.ru/sites/default/files/u4395/trassernye_issledovaniya_2.pdf (дата обращения 04.09.2019).

КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ СИСТЕМ ЗАВОДНЕНИЯ НА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ ПЛАСТА ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

С.А. Сытникова

Научный руководитель - старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Большинство нефтяных месторождений в России эксплуатируются с использованием заводнения, обеспечивающего поддержание высоких темпов извлечения нефти. Его основными направлениями регулирования являются: повышение эффективности выработки низкопроницаемых пропластков, извлечение нефти из удаленных и застойных зон, а также изменение направлений фильтрационных потоков и увеличение воздействием коэффициентом охвата пласта, однако энергетическая сбалансированность вмешательства отодвигается на второстепенный план и принимается, как побочный отрицательный или положительный фактор.

Поэтому, как никогда актуально решение проблемы регулирования энергетических характеристик продуктивных пластов, а именно пластового давления, которое является одним из важнейших факторов, определяющих энергетические возможности продуктивного пласта, путем выделения зон недокомпенсации и перекомпенсации для повышения выработки запасов нефти при регулировании закачки воды и отборов нефти.

Компенсация отбора жидкости в пластовых условиях закачкой воды в пласт – есть отношение объемов закачанной воды, накопленной на определенную дату, к жидкости, отобранной в пластовых условиях, характеризующие суммарное восполнение пластовой энергии по отдельному пласту или эксплуатационному объекту.

Для оценки степени компенсации отборов жидкостей и поддержания пластового давления закачкой устанавливается понятие коэффициента компенсации.

Коэффициент текущей компенсации равен отношению дебита нагнетаемой воды к дебиту отбираемых жидкостей, приведенных к пластовым условиям за единицу времени (часы, сутки, месяц, год и т.д.). Этот коэффициент показывает, насколько скомпенсирован отбор закачкой в данный момент времени. Если коэффициент текущей компенсации больше единицы, значит, закачка превышает отбор, и давление в пласте будет расти. Если же коэффициент текущей компенсации меньше единицы, закачка отстает от отбора, значит, стоит ожидать уменьшение пластового давления. В этом случае отмечается низкая эффективность закачки, и в нагнетательных скважинах предполагается наличие либо внутривластовых перетоков, либо прорывов подошвенных и краевых вод. При коэффициенте текущей компенсации равном единице будет наблюдаться стабилизация текущего пластового давления на существующем уровне, независимо от того, каким он был в начале разработки.

Коэффициентом накопленной компенсации является отношение суммарного количества воды, закачанной в пласт от начала закачки до данного момента времени к суммарному количеству отобранной из пласта нефти и воды, приведенных к пластовым условиям, а также суммарным утечкам за время нагнетания в течение всей эксплуатации залежи, включая отбор жидкости разведочными скважинами. При этом, если коэффициент накопленной компенсации меньше единицы, текущее пластовое давление меньше первоначального, так как закачка не скомпенсировала суммарный отбор. При снижении пластового давления и недостатке закачки, рекомендуется снизить темпы отборов в добывающих скважинах и постепенно повышать объемы закачки, по возможности увеличить охват закачкой, а так же провести обработку призабойной зоны пласта и физико-химические методы увеличения нефтеотдачи нагнетательных скважин. Если же коэффициент накопленной компенсации больше единицы, текущее пластовое давление превышает первоначальное, так как в пласт закачено жидкости больше, чем отобрано из него. При условии, что коэффициент накопленной компенсации равен единице, пластовое давление восстанавливается до начального пластового давления, так как закачка полностью компенсирует суммарный отбор жидкостей.

Из этого следует, что целевой уровень закачки и текущей компенсации определяется из условия предотвращения потерь добычи нефти вследствие снижения пластового давления в ходе дальнейшей эксплуатации.

Большое влияние на процент компенсации оказывает выбранная система заводнения и ее организация. Эффективно разрабатывать неоднородные низкопроницаемые терригенные коллектора Западной Сибири позволяет применение площадных систем заводнения. В первую очередь при проектировании систем заводнения разработки выбирается соотношения добывающих и нагнетательных скважин. Наиболее распространенными являются пяти-, семи- и девятиточечные обращенные системы разработки, при этом в девятиточечной системе на одну нагнетательную скважину приходится три добывающих. Но и это не позволяет в полной мере компенсировать отборы жидкости из пласта, что может привести к падению пластового давления и, как следствие, увеличению потерь добычи нефти. В свою очередь, усиление системы заводнения приводит не к росту нефтеотдачи, а к неравномерности закачки и преждевременному обводнению отдельных добывающих скважин, поэтому уменьшается экономическая эффективность проекта и образуются зоны перекомпенсации. Однако и зоны недокомпенсации несут отрицательный эффект, так как из-за неохвата заводнением значительной части нефтенасыщенных пропластков уменьшается коэффициент извлечения нефти.

На примере ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» показано, что большие объемы воды, закачиваемой в пласт, не оправдываются увеличением отборов жидкости. Данная оценка позволила выстроить блок-схему, которая отображает основные направления геолого-технических мероприятий для сбалансирования системы заводнения и отборов пластового флюида. В схеме собраны проблемные зоны недокомпенсации и перекомпенсации.

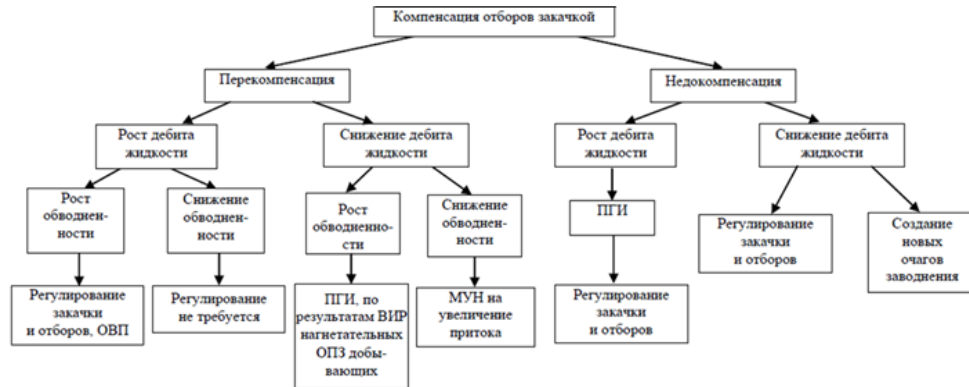


Рис. Блок-схема приоритетных мероприятий в областях перекомпенсации и недокомпенсации

Для оценки энергетического состояния пласта, с целью выделения зон с наибольшим снижением пластового давления, а также анализа динамики изменения давлений и определения их потерь в цепочке забой нагнетательных – забой добывающих скважин предлагается использовать: карту пластовых давлений; динамику пластовых и забойных давлений; динамику перепада давлений между забоями нагнетательных и добывающих скважин, а также ряд методов, которые позволяют детализировать и расширить анализ влияния систем заводнения на энергетическое состояние пласта.

1. Метод группировки скважин «нагнетательная – реагирующие добывающие»

Данный метод позволяет сформировывать группы скважин по типу «нагнетательная – реагирующие добывающие» в соответствии с их взаимным расположением по площади залежи.

Применимость метода ограничивается площадными системами разработки с регулярной сеткой скважин, так как на рядных системах и системах с неупорядоченным расположением скважин возникает вероятность распространения окружности на скважины, которые находятся через два и более очага заводнения, поэтому между такими скважинами гидродинамическая связь маловероятна.

2. Метод распределения закачки по площади залежи

Метод позволяет оценить уровень компенсации отборов закачкой по каждой скважине, которая участвует в добыче. Сопоставление данного параметра с технологическими показателями работы позволяет сделать рекомендации, в виде поскважинной программы геолого-технических мероприятий, по воздействию как на добывающие, так и на нагнетательные скважины, для повышения эффективности реализуемой системы заводнения.

В методе распределения закачки по площади залежи учитывается влияние пяти факторов:

- объемный фактор, который учитывает изменения объема жидкости в пласте и воронки депрессии;
- пространственный фактор, который учитывает взаимное расположение всех реагирующих добывающих скважин относительно влияющей нагнетательной, и зависит от расстояния между нагнетательной и реагирующими добывающими скважинами;
- структурный фактор, который основывается на абсолютной отметке залегания пласта, и учитывает взаимное расположение всех реагирующих добывающих скважин относительно влияющей нагнетательной по глубине;
- мощностной фактор, который основывается на толщинах пласта, учитывает объемы, по которым происходит фильтрация воды от нагнетательной скважины к добывающим;
- проницаемостный фактор, который учитывает проводимости коллекторов.

Всем этим факторам присвоен вес, наряду с проведенным регрессионным анализом, при этом полученные значения могут изменяться в зависимости от месторождения, объекта и пласта.

С применением всех вышеперечисленных методов, можно произвести детальный анализ реализуемой системы заводнения и описать степень воздействия закачки на показатели работы скважины.

Таким образом, оптимизацию и регулирование системы заводнения нефтяной залежи невозможно провести без анализа разработки объекта месторождения, которое включает в себя оценку энергетического состояния пласта и расчет параметра компенсации отборов жидкости закачкой для действующего фонда скважин. Представленная методика предполагает регулирования заводнения по зависимости компенсации от давления. Комплексирование данного анализа с результатами оценки энергетических характеристик пласта позволяет выявить проблемные участки и повысить точность их выбора для применения адресных мероприятий, направленных на оптимизацию применяемой системы заводнения.

Литература

1. Анкудинов А.А. Совершенствование методов анализа системы заводнения и повышения эффективности закачки воды в нефтяной пласт: Диссертация на соискание ученой степени канд. техн. наук/ Анкудинов А.А. – Тюмень: ТИУ, 2017. – 114 с.
2. Компенсационное регулирование заводнения с целью повышения эффективности энергетического поля нефтяного пласта: диссертация ... кандидата технических наук: 25.00.17 / Антонов М.С. – Уфа, 2011. – 107 с.
3. Нефтегазопромисловая геология и подсчет запасов нефти и газа: [Учеб. пособие для вузов по спец. "Геология и разведка нефт. и газовых месторождений"] / М. А. Жданов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1981. – 453 с.
4. Оперативная корректировка системы заводнения пласта БС10 / С.М. Ишкинов [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 10. – 70–73 с.

ПРОВЕДЕНИЕ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА С ПРИМЕНЕНИЕМ СИНТЕТИЧЕСКОГО ПОЛИМЕРА НА СКВАЖИНАХ САМОТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Г.В. Томилов

Научный руководитель - доцент М.В. Мищенко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На данном этапе разработки месторождений Западной Сибири пласты с высокими коллекторскими свойствами практически полностью разбурены и разрабатываются с высокой обводненностью продукции (свыше 90 %).

На фоне роста остаточных извлекаемых запасов углеводородов, приуроченных к низкопроницаемым пластам, а также ввода в эксплуатацию залежей характеризующейся низкой проницаемостью, применение методов увеличения нефтеотдачи (МУН) неизбежно. В настоящее время одним из самых эффективных методов разработки низкопроницаемых коллекторов, является многостадийный разрыв пласта (МГРП).

Цель исследования является рассмотрение основных технологий применения гидроразрыва пласта (ГРП), лежащего в основе разработки месторождения, а также введение и применение новых методов для увлечения интенсификации добычи.

В настоящее время реализованы и оптимизированы две технологии МГРП:

1. BPS+C2C Технология МГРП с применением разрывных муфт. Муфты устанавливаются в колонне или хвостовика при спуске в скважину. Активация происходит с помощью селективного пакера (рис. 1, рис. 2).

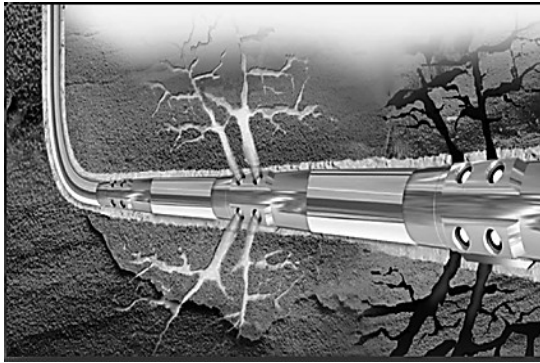


Рис.1 Схема процесса разрыва пласта по технологии BPS+C2C

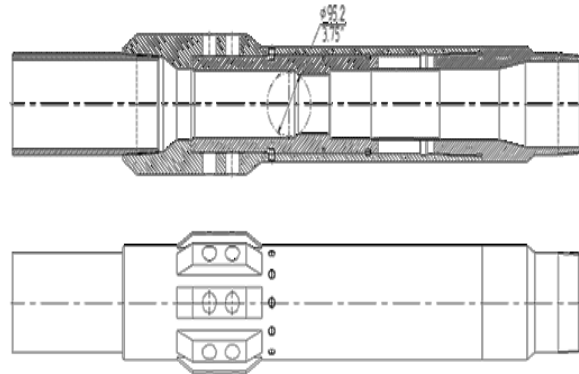


Рис.2 Чертеж разрывной муфты BPS+C2C

2. FracPoint Технология подразумевающая открытие муфты ГРП с помощью сброса шара определённого диаметра от меньшего к большему, который садится в седло муфты и сдвигает внутренний поршень (рис. 3).

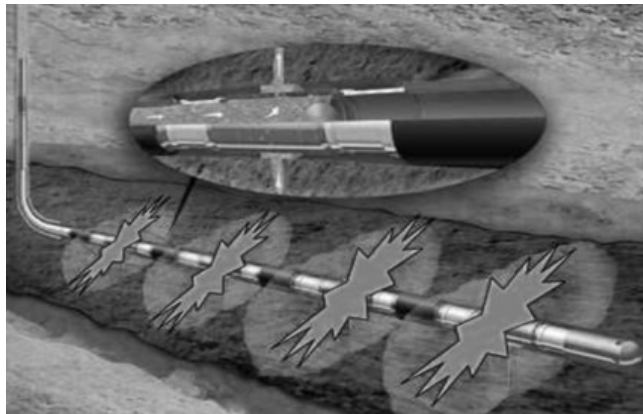


Рис. 3 Схема процесса разрыва пласта по технологии BPS+C2C

Синтетический полимер:

- позволит исключить степлер и бактерицид из классической схемы (экономия на компонентах);
- увеличит чистоту трещин;
- эффективен в холодной воде, в отличие от гуара;
- уменьшит трение;
- устранил «обратную связь».

АО «Самотлорнефтегаз» неоднократно выступал в качестве экспериментальной площадки для тестирования новых технологий, которые внедряются на «Роснефти».

Проанализировав современные технологии и рынок гелеобразующих материалов, технические инженеры предложили новую технологию с использованием синтетического гелеобразователя, которая обладает рядом положительных особенностей, которые могут значительно конкурировать с классическими технологиями.

После серии пилотных промышленных испытаний было выявлено, что после уменьшения количества компонентов в системе, количество СТОПов уменьшается из-за лучшей гелевой системы.

Интенсивное бурение, которое в настоящее время проводит АО «Самотлорнефтегаз», неразрывно связано с внедрением инновационных методов добычи, направленных на повышение эффективности разработки Самотлора.

Акционерное общество активно применяет технологию многостадийного гидроразрыва пласта, бурение многопластовых скважин, бурение боковых стволов, активно ищет технологии для вовлечения в разработку ранее недоступных маргинальных зон месторождения. Так, за последние 4 года 94 технологии были успешно протестированы. Это позволило получить более 1 млн. тонн дополнительной добычи нефти.

Литература

1. Авторский надзор за разработкой Самотлорского месторождения. 2011.
2. Выполнение ГРП на месторождении. Контроль качества // Справочное руководство, Компания Шлюмберге, 2008.
3. Гиматудинов М.К. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. М.: Недра, 1983. – 449 с.
4. Губский А.Н. Технология концевой экранирования на месторождениях Западной Сибири // Нефтегазовое обозрение – 2000. – № 10. – С. 4–9.
5. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. М.: Недра, 1986. – 362 с.
6. Каневская Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. М.: Недра 1999. – 168 с.
7. Кевин Армстронг, Нил Василисиа, Джим Коллинс. Усовершенствованные рабочие жидкости для ГРП и улучшение экономических показателей скважин // Нефтегазовое обозрение – 1999. – № 4. – С. 46–63.
8. Prats, M. Effect of Vertical Fractures on Reservoir Behavior – Incompressible Fluid Case. Влияние вертикальных трещин на режим работы резервуара – случай несжимаемой жидкости // SPE Petroleum Engineering – 1961. – № 6. – С. 105–118.

АНАЛИЗ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ УСТАНОВКИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ X Д.А. Ундулганов

Научный руководитель - профессор М.Р. Цибульникова

Национальный исследовательский томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Актуальность. Потребление энергии по всему миру растет с угрожающей скоростью. Это уже продемонстрировало его влияние на истощение источников энергии и экологические проблемы. Конечно, эта возрастающая тенденция энергетической недостаточности обострится в будущем [3].

Инициативы по повышению эффективности считаются ключевым решением для сокращения использования энергии и, в конечном итоге, для противодействия глобальным воздействиям на окружающую среду. Из общего объема вырабатываемой энергии в мире, насосные системы, особенно центробежные насосы способны потреблять около 20 % [3].

Нефтяная промышленность является энергоемкой отраслью промышленности. Вопросы энергоэффективности добычи нефти наряду с вопросами повышения надежности оборудования являются наиболее важными и требующими постоянного внимания, особенно в условиях эксплуатации нефтяных месторождений в осложненных условиях.

Установками электроприводных центробежных насосов (УЭЦН) оснащено более 60 % всех нефтяных скважин в России, добывается более 75% всей нефти, поэтому вопросы энергоэффективности УЭЦН сегодня весьма актуальны.

Целью исследования является исследование и анализ методов по повышению энергоэффективности установки электроцентробежного насоса.

Способ повышения энергоэффективности насосного оборудования. Хорошим примером повышения энергоэффективности является научная работа Мартюшева Д.Н., в данной научно исследовательской работе представлен комплексный подход «НОВОМЕТ» к энергосбережению при добыче нефти, основанный на трех составляющих [3]:

- энергоэффективное оборудование;
- подбор оборудования по критерию максимального КПД при добыче;
- обеспечение работы насосной установки с максимальным КПД при эксплуатации средствами интеллектуальной СУ.

При использовании в УЭЦН энергоэффективных ступеней и вентильных двигателей можно снизить потери электроэнергии на 25 %, а при использовании комплексного подхода можно добиться снижения удельного энергопотребления на 40 % и более [3].

При использовании в УЭЦН 5А-500-2000 энергоэффективных ступеней и вентильных двигателей можно снизить потери электроэнергии с 169,5 до 97,5 кВт, то есть примерно на 25 % как показано на рисунке. При замене в УЭЦН одного из элементов – насоса или двигателя – также достигается снижение энергетических потерь. Так, уже сейчас широко применяется только вентильный двигатель, что дает свои результаты.

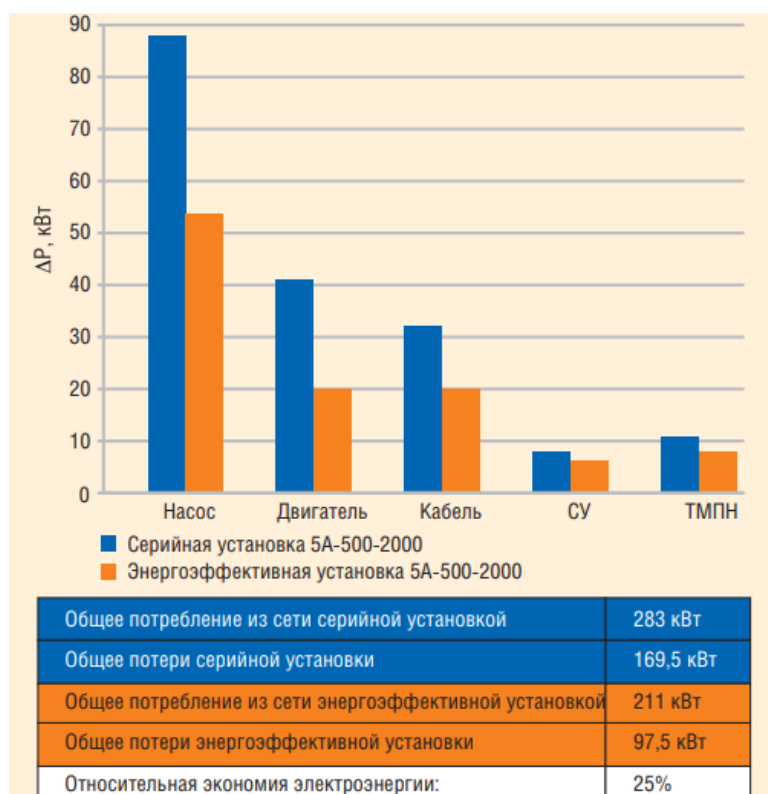


Рис. Энергетические потери серийной и энергоэффективной установки ЭЦН 5А-500-2000 [3]

нососов целесообразно, так как данные установки снижают затраты на электроэнергию, повышают производительность скважин и экономически эффективны за срок эксплуатации. Но к сожалению, при переходе на эксплуатацию энергоэффективного оборудования существуют недостатки, такие как значительные затраты на переоснащение фонда и закупку нового оборудования.

Множество влияющих факторов ставит под сомнение современные предприятия, добывающие нефть в экономии мероприятий энергосбережения, так как для этого необходимы капитальные вложения. Также сложно сделать оценку надежности современного энергоэффективного оборудования, по каким-либо сторонним анализам и отзывам без испытаний его на собственном производстве.

Литература

1. Агеев Ш.Р., Дружинин Е.Ю. Погружные центробежные и центробежно-вихревые насосы для добычи нефти и предвключенные устройства к ним для повышения эффективности работы при высоком газосодержании на входе / Доклад с конференции «Нефтеотдача-2003», РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина (дата обращения: 24.04.2020).
2. Гаврилов В.А. Пути повышения энергоэффективности насосного оборудования: ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2017 – № 1(3). – С. 67–69 (дата обращения: 24.04.2020).
3. Мартюшев Д. Н. Комплексный подход к энергоэффективности при добыче нефти УЭЦН // Инженерная практика, 2011. – №. 6. – 72–77 с. (дата обращения: 24.04.2020).

Комплексный подход компании «Новомет» к энергосбережению при добыче нефти основан на таких составляющих, как [3]:

- энергоэффективное оборудование,
- подбор оборудования по критерию максимального КПД при добыче
- обеспечение работы насосной установки с максимальным КПД при эксплуатации средствами интеллектуальной СУ.

В ходе научного исследования выяснилось, что при применении отдельных видов энергоэффективного оборудования при эксплуатации УЭЦН можно достичь 25 %-ной экономии электроэнергии, а при использовании комплексного подхода можно достичь 41% экономии энергии [3].

Результаты исследования. Проанализировав весь материал в данной научно-исследовательской практике можно сделать вывод, что повышение энергоэффективности установок с применением нового оборудования, его усовершенствования и в целом применение энергоэффективных установок электроцентробежных

**АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ И ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С
АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА**

А.А. Усенова

Научный руководитель - доцент М.В. Мищенко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Процесс добычи нефти на месторождениях Крайнего Севера вследствие особенностей его климатических условий зачастую сопровождается рядом осложняющих проблем, одним из которых является формирование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на стенках внутрискважинного оборудования. Результаты промысловых исследований показали, что наиболее интенсивно отложения накапливаются на внутренних стенках колонны насосно-компрессорных труб (НКТ). Образование АСПО приводит к уменьшению производительности системы и эффективности эксплуатации оборудования вследствие повышения гидравлических сопротивлений, сокращению межремонтного и межочистного периодов работы скважин [3,4]. На сегодняшний день разработан широкий спектр методов борьбы с отложениями, однако ни одна из применяемых на практике технологий не позволяет в полной мере устранить данную проблему.

Современные способы борьбы с АСПО предполагают выполнение мероприятий по двум направлениям: профилактика (предотвращение) накопления отложений асфальтосмолопарафиновых веществ и удаление уже образовавшихся отложений (рис.). Множество факторов (физико-химических, технологических, экономических) определяют и дают обоснование выбору оптимальных методов борьбы с отложениями и эффективности их применения, среди которых особое внимание следует уделить способу добычи нефти, составу и свойствам добываемой продукции.

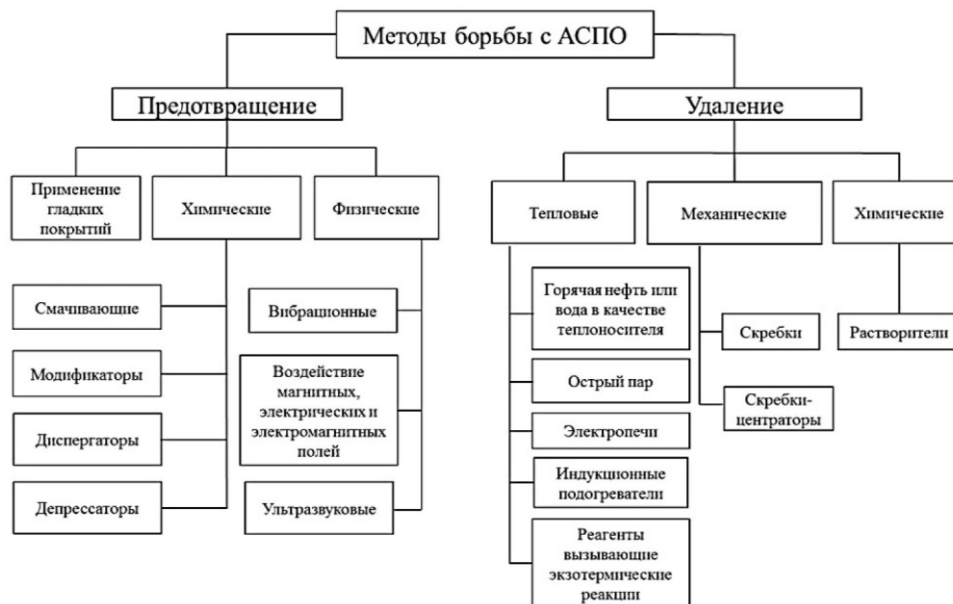


Рис. Классификация современных методов борьбы с АСПО

Значительное влияние на эффективность предупреждения накопления АСПО оказывает состояние внутренней поверхности труб. Одним из наиболее распространенных способов предупреждения накопления отложений асфальтосмолопарафиновых веществ на внутренней поверхности оборудования является применение специальных гладких покрытий, в качестве которых выступают эпоксидные смолы, стекло, эмали, лакокрасочные и порошковые композиции. Опыт эксплуатации насосно-компрессорных труб (НКТ) с различными видами покрытий показал, что стекло является наиболее эффективным материалом при профилактике отложений [2]. При применении гладких покрытий их глянцевая поверхность не исключает возможности осаждения выделившихся из нефти парафинов, однако вследствие его низкой адгезии к гидрофильным полимерным материалам образующийся рыхлый осадок будет срываться и уноситься потоком движущейся нефти [3].

Химические методы основываются на применении растворителей, которые растворяют сформировавшиеся отложения, а также ингибиторов парафиноотложения, предотвращающих выпадение АСПО на стенках НКТ. Ингибиторы парафиноотложения существенно отличаются друг от друга по механизму действия и условно подразделяются на несколько видов:

- смазывающие реагенты, которые формируют на внутренней поверхности НКТ гидрофильную пленку, препятствующую скапливанию кристаллов парафинов на стенках трубы;
- модификаторы, которые взаимодействуют с молекулами парафинов и препятствуют росту размеров кристаллов парафина;
- депрессаторы, молекулы которых адсорбируются на молекулах парафинов, препятствуя их накоплению;
- диспергаторы, образующие тонкодисперсную систему, которая уносится с потоком перекачиваемой нефти.

Механизм удаления сформировавшихся АСПО химическими реагентами заключается в предварительном их разрушении (растворении) и последующем удалении органическими растворителями с высокой растворяющей способностью. Многочисленные исследования химических методов депарафинизации нефтепромыслового оборудования не привели к разработке универсального растворителя. В основном, необходимые химические реагенты подбираются экспериментально из-за различия в составе АСПО по месторождениям. Разработанные к настоящему времени составы для удаления отложений подразделяют условно на:

- индивидуальные органические растворители;
- смесь одного или различных классов органических соединений производств нефтехимии и нефтепереработки;
- растворители различных классов органических соединений природного характера;
- органические смеси с добавками ПАВ;
- удалители на водной основе и многокомпонентные смеси.

Управление реологическими характеристиками добываемой нефти физическим способом борьбы с АСПО основано на воздействии на нее механических и ультразвуковых колебаний, электрических и магнитных полей. Магнитная обработка является наиболее перспективным методом предупреждения образования отложения в данной группе. Под действием электромагнитных полей в рабочей среде происходит резкое увеличение количества центров кристаллизации парафинов за счет разрушения природных микрокристаллов железа, содержащихся в нем, в результате чего кристаллы парафина выпадают в виде тонкодисперсной, объемной устойчивой взвеси.

Применение вибрационного метода обеспечивает как удаление, так и предотвращение образования отложений. Суть данного метода заключается в производстве низкочастотных и ультразвуковых колебаний, которые создают микроперемещения кристаллов парафина, что препятствует накоплению АСПО на стенках НКТ.

В качестве тепловых методов удаления асфальтосмолопарафиновых отложений в настоящее время применяют технологии с использованием острого пара, горячей воды или нефти, электропечей, электродепарафинизаторов (индукционных подогревателей), реагентов, являющихся компонентами экзотермических реакций. При тепловой обработке прогрев приводит к расплавлению парафина и смолистых веществ, уменьшению вязкости нефти. Данный способ нашел свое применение на месторождениях высоковязких нефтей.

Разработана так называемая установка подогрева нефти, которая состоит из нагревательного кабеля, станции управления нагревом и высоковольтного трансформатора. Такие установки могут эксплуатироваться в различных климатических зонах, в том числе и на Крайнем Севере, обеспечивая долговременную бесперебойную работу скважин.

Механический способ борьбы с АСПО отличается, от остальных, экономичностью и простотой применения. Для удаления сформировавшихся отложений разработана целая гамма скребков различной конструкции, принцип действия которых основан на срезании режущей кромкой слоя отложения и его выталкивании на забой скважины. Применение различных скребков для удаления АСПО имеет некоторые существенные недостатки: необходимость остановки работы скважины и подготовки внутренней поверхности труб, вероятность обрыва их крепления и застревания.

Наибольшая эффективность предотвращения образования отложений или их удаления может быть достигнута при использовании различных комбинаций приведенных выше методов. Например, растворяющая способность большинства химических составов интенсифицируется при обеспечиваемых тепловыми методами повышенных температурах добываемой продукции.

Проблема борьбы с формированием АСПО решается в большинстве случаев применением тепловых и химических методов. Проведение периодических тепловых обработок большого количества скважин влечет за собой увеличение материальных затрат, поэтому химические методы признаны наиболее перспективными с точки зрения эффективности и экономической рентабельности. Практика показывает, что предупреждение отложения асфальтосмолопарафиновых веществ ингибиторами является наиболее эффективным и менее дорогостоящим путем достижения устойчивой и безаварийной работы внутрискважинного оборудования, а также уменьшения затрат на добычу и транспортировку нефти.

Решение проблемы формирования отложений на поверхности внутрискважинного оборудования может позволить снизить текущие и капитальные затраты в процессе добычи нефти, увеличить межремонтный период работы скважин, поэтому, несмотря на многообразие современных способов борьбы с отложениями, разработка новых и совершенствование существующих технологий не теряют своей актуальности. Является необходимым проведение комплексного исследования в данной области, которое позволило бы выявить универсальный метод борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями, отвечающий критериям технологической и экономической эффективности и исключающий недостатки, присущие существующим способам.

Литература

1. Иванова Л.В. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2011. – № 1. – с. 268–284.
2. Каменщиков Ф.А. Тепловая депарафинизация скважин. – М. – Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2005. – 254 с.
3. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2000. – 653 с.
4. Устькачкинцев Е.Н. Определение эффективности методов предупреждения асфальтосмолопарафиновых отложений // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2016. – Т. 15. – № 18.

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ
УСТАНОВКАМИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ, В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОГО
ГАЗОВОГО ФАКТОРА НА УРМАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

С.Е. Фадеев

Научный руководитель - доцент М.В. Мищенко

Национально исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день основным способом добычи нефти в России является эксплуатация скважин установками погружных электроцентробежных насосов (УЭЦН). Это обусловлено тем, что в условиях необходимости максимального отбора нефти и увеличивающейся обводненности месторождений они имеют следующие преимущества по сравнению с другими способами добычи (высокая производительность, простота монтажа и обслуживания, относительно большой межремонтный период и т.д.). Однако при эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, нефтедобывающие компании сталкиваются с различными трудностями, такими как нестабильная работа установок в осложненных условиях, обусловленная множеством факторов [3].

Существует множество факторов, затрудняющих рациональную эксплуатацию скважин, оборудованных УЭЦН [4]. Их можно разделить на две группы: геологические факторы, обязанные своим происхождением условиям формирования нефтяной залежи: (отложения солей и АСПО; вода; свободный газ; наличие механических примесей в скважинной продукции); факторы, обусловленные конструкцией скважин и погружных насосных установок: (диаметр эксплуатационных колонн, кривизна скважин, исполнение узлов и деталей погружного оборудования).

Эти осложнения, действуя как отдельно, так и в совокупности, ухудшают показатели скважин, оборудованных УЭЦН и снижают эффективность работы насоса.

Одним из таких осложнений является высокий газовый фактор. Негативное влияние газа на работу скважинного оборудования заключается в следующем: из-за наличия большого количества газа в затрубном пространстве скважины происходит перегрев насоса (вследствие недостаточного охлаждения корпуса пластовой жидкостью); газовые каверны, образующиеся в рабочих органах насоса снижают объем перекачиваемой жидкости в ступени электроцентробежного насоса (ЭЦН); может происходить отложение газогидратов, блокирующих затрубное пространство, что приводит к снижению динамического уровня жидкости в скважине. Совокупность этих факторов может привести к срыву подачи насоса и полной остановки добычи нефти.

При увеличении количества свободного газа на приеме насоса, его характеристики могут значительно ухудшиться. Величину объемного газосодержания на входе в насос $\beta_{вх}$ можно определить, как отношение расхода газа к подаче газожидкостной смеси [2]:

$$\beta_{вх} = \frac{Q_{г.вх}}{Q_{г.вх} + Q_{ж}}, \quad (1)$$

где $Q_{г.вх}$ – объемный расход свободного газа у входа в насос при термодинамических условиях; $Q_{ж}$ – объемная подача жидкости в аналогичных условиях.

Величина газосодержания на входе насоса выражается как в процентах, так и в долях единицы.

При работе насоса на газожидкостной смеси (ГЖС) наличие большого количества свободного газа в ней отрицательно влияет на его напорно – расходные и энергетические характеристики. Газ, находящийся в перекачиваемой насосом ГЖС, увеличивает её объем, который проходит через первые ступени ЭЦН, приводя к деградации напора и смещению рабочей характеристики от оптимальной области влево по напорной кривой, а также к снижению мощности, подачи и коэффициента полезного действия (КПД). КПД насоса снижается из-за того, что часть энергии, потребляемой насосом, расходуется на сжатие и растворение газовых пузырьков в пластовой жидкости. На рисунке 1 [2] показан характерный вид напорно-расходных кривых при различном газосодержании на входе насоса.

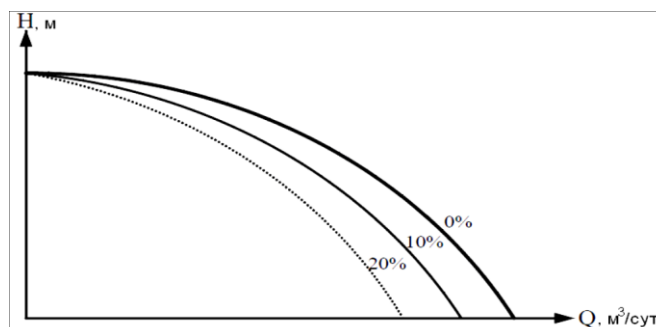


Рис. 1. Напорная характеристика насоса при различном газосодержании

На сегодняшний день существует несколько способов борьбы с повышенным газосодержанием в скважинах, которые эксплуатируются с помощью УЭЦН: спуск насоса под динамический уровень жидкости в скважине, где давление на приеме будет обеспечивать его бесперебойную, устойчивую работу на оптимальных параметрах: подлив дегазированной жидкости; использование комбинированных насосов (конусных или ступенчатых); оснащение насоса газосепаратором, отличающимся конструктивными особенностями; установка диспергаторов на приеме насоса; применение мультифазных насосов [3].

Заглубление насоса под динамический уровень применяется совместно с другими методами.

Подлив дегазированной жидкости в затрубное пространство в настоящее время не используется, так как является неэффективным.

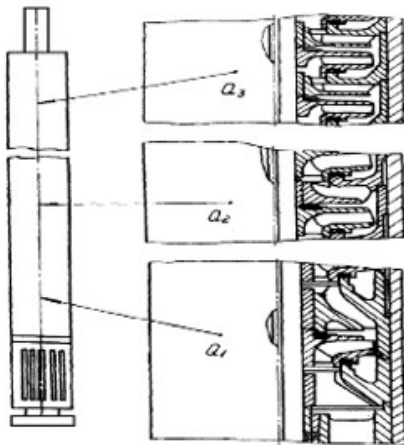


Рис. 2. Схема конического насоса

«Конический» насос представляет собой насос, состоящий из пакетов ступеней различных типов, рассчитанных на разные подачи (рис. 2) [3]. В настоящее время применение этих насосов дает следующие преимущества по сравнению с использованием серийных УЭЦН: меньшая потребляемая мощность, большее допустимое газосодержание на входе. Но несмотря на свои положительные стороны, этот метод почти не применяется на месторождениях в связи с трудностями при монтаже насоса, а также достаточно трудоемким расчетом оптимальной конической сборки.

Ещё один способ снижения вредного влияния газа на работу насоса – установка газосепаратора. Газосепаратор устанавливается на входе в первую рабочую ступень насоса. При снабжении установки ЭЦН эффективным сепаратором основная часть свободного газа отделяется на приеме насоса и уходит в затрубное пространство скважины. В насос же поступает газожидкостная смесь с остаточным газосодержанием, величина которого значительно меньше входного, что способствует повышению эффективности его работы.

Сейчас вновь наблюдается рост интереса к диспергаторам, связанный с все более усложняющимися условиями эксплуатации ЭЦН. Часто газосодержание на приеме насоса так велико, что даже самые эффективные на сегодняшний день газосепараторы не могут обеспечить достаточно полного отделения газа. По-видимому, наилучшим решением при этом может стать комбинация газосепаратора и диспергатора (рис. 3) [1].

Установка диспергатора вместе с газосепаратором приводит к стабилизации работы УЭЦН с сокращением рестартов по причине отключения по недогрузке (скопление газа). Это улучшает производительность и надежность установки. На рисунке 4 [1] представлены токовые диаграммы работы ПЭД в скважине с одним лишь сепаратором (левая) и при использовании комбинации газосепаратора и диспергатора (правая).

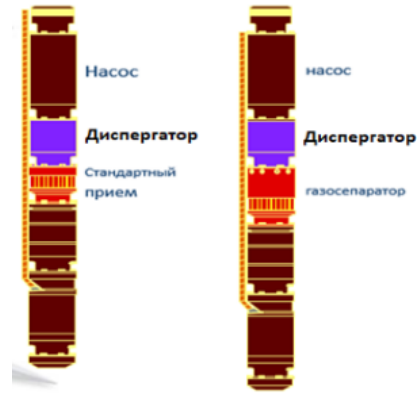


Рис. 3. Комбинация газосепаратора и диспергатора

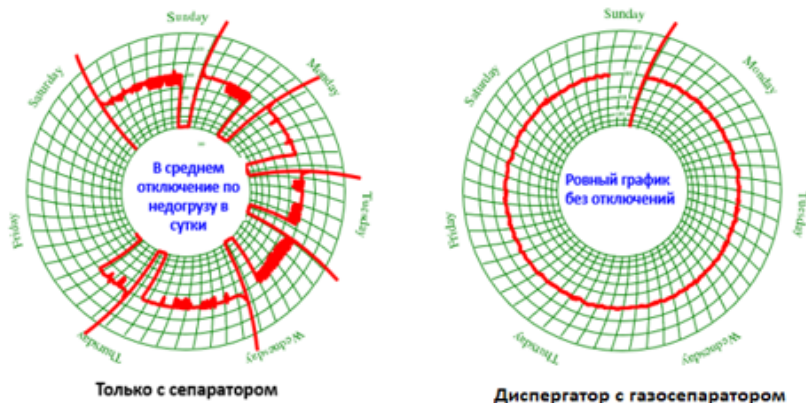


Рис. 4. Токовые диаграммы ПЭД

Также для уменьшения вредного влияния газа на работу насосов сейчас активно применяются мультифазные насосы. В них используются ступени специальных конструкций – шнековые ступени, состоящие из рабочих колес – шнеков и выправляющих аппаратов. Особое конструктивное исполнение данной ступени позволяет рабочим характеристикам насоса ухудшаться в меньшей степени при появлении свободного газа в перекачиваемой им продукции. Его принцип действия основан на повышении давления на приеме ЭЦН до уровня, который будет обеспечивать его стабильную работу [3].

Большое количество свободного газа на входе в насос ухудшает технологические параметры УЭЦН, может приводить к срыву подачи и остановкам насоса, а вследствие к снижению межремонтного периода и наработки на отказ установки. Таким образом, для устойчивой работы скважины, оборудованной УЭЦН, в условиях высокого

газового фактора рекомендуется сочетание спуска насоса на большую глубину с использованием предвключенных модулей для борьбы с газом (газосепараторов, диспергаторов, мультифазных насосов, а также их комбинаций).

Литература

1. Газосепараторы EZ-Line. Техническое описание. – Тюмень.: ООО «Технологическая компания Шлюмберже», 2010. – 5с.
2. Гареев, А.А. О предельном газосодержании на приеме электроцентробежного насоса / А.А. Гареев // Научно-технический журнал «Оборудование и технологии для нефтепромыслового комплекса». – 2009. – № 2. – С. 21–25.
3. 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. – с. 616.
4. Зейман, Ю.В. Оптимизация работы УЭЦН для предотвращения образования осложнений / Ю.В. Зейман, А.В. Колонских // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2005. – № 2. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://ogbus.ru/authors/Zeigman/Zeigman_1.pdf.

ИНФРАКРАСНАЯ ФУРЬЕ-СПЕКТРОСКОПИЯ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ СТАБИЛЬНОСТИ И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В НЕФТЯНЫХ СИСТЕМАХ

Фай Демба

Научный руководитель - доцент Л.В. Шишмина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Современная нефтяная отрасль в последнее время столкнулась с трудностями, обусловливающими необходимость разработки эффективных технологий добычи тяжелых нефтей. Проблемы извлечения тяжелой нефти связаны с высокой стоимостью её добычи, переработки и транспортировки, скоплением асфальтеносмолопарафиновых отложений в технологиях, включающих высокие температуры и давления, а также производительности технологических процессов [1–5].

Образование отложений приводит к неэффективной теплопередаче, а также значительным потерям энергии и сырья во время производственного процесса, что может составлять несколько процентов от энергопотребления (эквивалента) сырой нефти.

Таким образом, одним из базовых условий создания эффективных технологий добычи тяжелых нефтей является понимание факторов, определяющих устойчивость нефтяных дисперсных систем, поведение и химические превращения их компонентов в различных внешних условиях, включая высокие температуры и давления, а также наличие специально введенного химического соединения ароматического или алифатического типа, алкенов, полимеров, добавляемых для предотвращения осаждения соединений, используемых для растворения осадков, содержащих асфальтены (спирты, простые эфиры, амины и тому подобное) и соединения, содержащие серу, но также и хлор.

Признано, что асфальтены входят в состав основных компонентов нефти. Однако, несмотря на огромный объем работ, посвященных определению молекулярной массы, размера и формы молекул асфальтенов, изучению их физико-химических свойств и их структуры, механизм агрегации асфальтенов в реальных нефтях остается открытым вопросом.

Сложность и разнообразие молекулярных структур асфальтенов является одной из проблем, с которыми сталкиваются исследователи при изучении таких углеводородов. Считается, что асфальтеновые молекулы обычно имеют полициклическое ароматическое углеводородное ядро, состоящее из 5–8 колец с гетероатомами (в основном азот, кислород и сера). Заместителями в кольцах являются в основном алкильные фрагменты с различными функциональными группами (гетероатомами), насыщенные структуры, содержащие сульфидную и азотную, карбонильную, эфирную или сложноэфирную группы. Возможности дать более точное определение асфальтенов сталкиваются с трудностями, связанными с разнообразием их молекулярных структур, что связано как с разнообразием химических превращений, которые происходят в процессе образования нефти, так и с различиями в условиях их течения (температура, давление).

В настоящее время ИК-Фурье-спектроскопия является одним из физико-химических методов исследования, используемых для изучения структуры, а также свойств тяжелых нефтей [3–7].

Целью работы является: анализ инфракрасной Фурье-спектроскопии для изучения фазовой стабильности тяжелых нефтей и происходящих в них физико-химических процессов.

ИК-Фурье-спектроскопия используется для химической визуализации различных углеводородных систем, в том числе различных компонентов нефти. Использование ИК-Фурье-спектроскопии для исследования нефтей имеет ряд значительных ограничений из-за их высокого поглощения в инфракрасном диапазоне.

Метод химического исследования с помощью инфракрасной Фурье-спектроскопии в режиме *in situ* является основным методом для исследования различных функциональных полимеров и биоматериалов. Этот метод применяется для изучения свойств двухкомпонентной системы нефть – CO₂ и влияния CO₂ на процессы агрегации асфальтенов. Существуют методы повышения степени извлечения нефти, которые используют сверхкритический CO₂ и одновременно решают проблему, касающуюся парникового эффекта [2]. Для работы с тяжелыми нефтями и нефтяными смесями в условиях высокого давления CO₂ была изготовлена специальная ячейка и разработана соответствующая методология (рис. 1) [2].

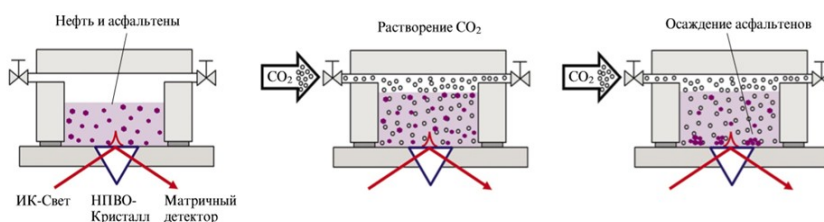


Рис.1 Схематическое представление эксперимента по изучению поведения тяжелых нефтей в режиме *in situ* при высоких давлениях CO_2 с использованием визуализации с помощью ИК-Фурье-спектроскопии [2]

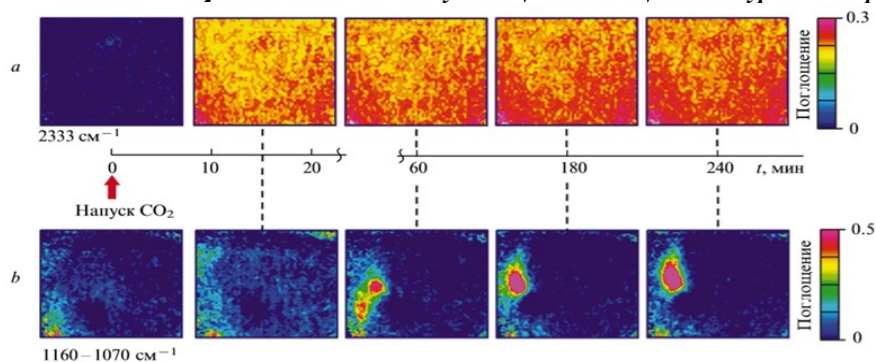


Рис.2 ИК-Фурье-спектроскопические визуализации тяжелой нефти при 25°C и $50\text{ атм } \text{CO}_2$ [2]:
 а – распределение поглощения (интегральная интенсивность) полосы 2333 см^{-1} , характеризующее распределение CO_2 ; б – распределение поглощения (интегральная интенсивность) полосы $1160\text{--}1070\text{ см}^{-1}$, которая характеризует распределение асфальтенов по наблюдаемой области образца

Во время эксперимента образец тяжелой нефти помещен в камеру, в которую введено необходимое количество CO_2 до желаемого давления ($1\text{--}100\text{ атм}$) и температуры (50°C). Смешение нефти и CO_2 происходило в контролируемых условиях, что позволило изучить стабильность асфальтенов в тяжелой нефти в данном процессе. Было обнаружено, что растворение CO_2 в тяжелой нефти при давлении 50 атм приводит к увеличению объема жидкой фазы на $9 \pm 1\%$ по сравнению с исходным объемом образца. Через час после введения CO_2 в ячейку регистрировалось образование осадка (рис. 2). На основе анализа спектральных полос, зарегистрированных ИК-спектров, а именно 1140 и 1030 см^{-1} , было установлено, что взаимодействие компонентов тяжелой нефти с CO_2 в основном приводит к осаждению асфальтенов, которые содержат группы (C-O-R и S=O).

Полученные данные позволили предложить механизм дестабилизации асфальтенов, распределенных в сырой нефти при взаимодействии с CO_2 при высоком давлении. Известно, что стабилизация молекул асфальтенов в нефти происходит в значительной степени благодаря их взаимодействию с молекулами смол, которые действуют как пептизаторы. Обнаружение специфических функциональных групп (C-O-R, S=O) в составе осажденных асфальтенов свидетельствует об их взаимодействии с CO_2 с образованием нековалентно связанных комплексов. Таким образом, было высказано предположение, что CO_2 конкурирует с молекулами смол за взаимодействие с асфальтенами [8]. Это приводит к снижению концентрации смол в непосредственной среде (на поверхности) молекул асфальтенов и, как следствие, к потере их устойчивости к агрегации – наблюдается осаждение асфальтенов. Полученные результаты показывают эффективность предложенных подходов и доказывают преимущества использования современных спектроскопических методов *in situ* для исследования сложных систем, таких как тяжелые нефти.

Литература

1. Fayazi, A. Evaluating Diffusivity of Toluene in Heavy Oil Using Nuclear Magnetic Resonance Imaging [Text] / A. Fayazi, S. Kryuchkov, A. Kantzas. – 2017. – P. 1226–1234. DOI: <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.6b02464>
2. Gabrienko, A.A. Behavior of Asphaltenes in Crude Oil at High-Pressure CO_2 Conditions: In Situ Attenuated Total Reflection–Fourier Transform Infrared Spectroscopic Imaging Study [Text] / A.A. Gabrienko, O.N. Martynov, S.G. Kazarian // Journal of Energy Fuels. – 2016. – V. 30(6). – P. 4750–4757.
3. Hoepfner, M.P. The Fractal Aggregation of Asphaltenes / M.P. Hoepfner, H.S. Fogler // Journal of Langmuir. – 2013. – V. 29(28). – P. 15423.
4. Martynov, O.N. The stability and evolution of Oil systems studied via advanced methods *in situ* [Текст] / O.N. Martynov, Yu.V. Larichev, E.Y. Morozov, S.N. Trukhan, S.G. Kazarian // Journal of Russian Chemical Revue. – 2017. – V. 86(11). – P. 999–1023.
5. Müller-Steinhagen, H. Загрязнение поверхности в теплообменниках // Journal of Chemical Industry. – М., 1995. – С 171–175.
6. Ostlund, J. A. Asphaltenes: Structural Characterization, Self-Association, and Stability Behavior [Text] / J. A. Ostlands, M. Nyden, I.H. Auflem, J. Sjoblom // Journal of Energy Fuels. – 2003. – V. 17(1). – P. 113 – 119.
7. Pomerantz, A.E. Constant Asphaltene Molecular and Nanoaggregate Mass in a Gravitationally Segregated Reservoir/ A. E. Pomerantz, D.J. Seifert, K.D. Bake, P.R. Craddock, O.C. Mullins, B.G. Kodalen, S. Mitra-Kirtley, T.B. Bolin // Journal of Energy Fuels. – 2013. – V. 27. – P. 4604–4608
8. Sokolov, A.E. Magneto-optical activity of crude oil and its heavy fractions [Text] / I. A. Sokolov, E. S. Edelman, V. N. Zabluda, E.A. Petrakovskaya, A. S. Aleksandrovskii, A. A. Shubin, S. N. Trukhan, O. N. Martyanov // Journal of Optics and Spectroscopy. – 2012. – V. 112(65). – P 755–762.

ПРЕДИКТИВНАЯ АНАЛИТИКА РЕЗУЛЬТАТОВ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНЫХ ЗОН ПЛАСТА
Л.Е. Федотова

Научный руководитель - доцент А.С. Боев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Методы интенсификации притока (МИП) нефти являются одним из основных и относительно недорогих способов поддержания уровня добычи углеводородов на нефтяных месторождениях, тем самым они повышают срок их рентабельной эксплуатации.

Технология кислотной обработки призабойной зоны (ОПЗ) пласта получила широкое применение в отечественной и зарубежной практике и является одним из эффективных и часто применяемых на производстве методов увеличения, восстановления дебита добывающих и приемистости нагнетательных скважин.

В настоящее время геолого-гидродинамические модели (ГГДМ) эксплуатационных объектов являются физически обоснованным решением прикладных задач разработки, в том числе и прогнозирования эффективности различных видов геолого-технических мероприятий (ГТМ). На практике с их помощью просчитывается и обосновывается выполнение в основном высокочрезвычайных мероприятий, так как на актуализацию, адаптацию и применение целых и/или секторных ГГДМ требуются высококвалифицированные специалисты и временные затраты.

Оперативные мероприятия, как правило, планируются и оцениваются инженерами-разработчиками без привлечения ГГДМ на основе геолого-промыслового анализа (ГПА) с помощью аналитических и статистических методов. Детальный анализ большого фонда скважин требует значимые временные ресурсы, в связи с чем при их нехватке возможно снижение качества подбора в пользу требуемого количества скважин. Поскольку унифицированного подхода к подбору и анализу МИП, который не имел бы недостатков, на данный момент не разработано, то оценка их планируемой эффективности имеет также долю субъективности, зависящую от квалификации специалистов и применяемых ими методов анализа, а также объема верифицированных данных. [1]

Данные проблемы обуславливают необходимость формирования методики прогнозирования результатов применения методов интенсификации притока, которая позволяла бы оптимизировать затраты времени на подбор кислотных композиций и давать оценку мероприятий с объективным совокупным учетом влияющих на них факторов.

Данные, которые генерируются при добыче нефти, при правильном подборе и анализе, помогают добывать ее в оптимальном режиме с возможным сокращением текущего расхода.

Внедрение технологии современных методов анализа данных, как машинное обучение, нейронные сети дают принципиально новый подход решению актуальных проблем, позволяют повысить эффективность использования собираемых на месторождениях данных, принимать более взвешенные решения. Набор алгоритмов, который анализирует промысловые данные и на их основе классифицирует, выявляет скрытые взаимосвязи, которые не сможет обнаружить человек.

В настоящее время машинное обучение в нефтяной индустрии решает задачи оценки надежности и прогнозирования осложнений при эксплуатации оборудования, подбора методов увеличения нефтеотдачи, схем поставок оборудования и продукции, а также прогнозирования эффективности разработки новых месторождений. [2]

Основной целью данной работы является предиктивная аналитика успешности ОПЗ пласта с высокой вероятностью на действующих месторождениях, для которых осуществлен подбор эффективных кислотных композиций и технологии их закачивания, и новых месторождений, по которым не осуществлен выбор технологии классическим методом подбора реагентов, на основе анализа данных результатов проведения ОПЗ на месторождениях с аналогичными геологическими и другими параметрами, влияющими на результат. На основе теоретических исследований и ряда вычислительных экспериментов будут разработаны нейронные сети для оперативного прогнозирования потенциала с удовлетворительной точностью. Подход основан на предиктивной аналитике, т.е. на основании выявленных статистических зависимостей динамики технологических показателей от влияющих факторов.

В качестве влияющих факторов будут рассмотрены (таб.):

Таблица

Кластеризация факторов, влияющих на ОПЗ

| Физико-химические | Геолого-физические | Антропогенные |
|---|---|--|
| <ul style="list-style-type: none"> - Стабильность качества и неизменность свойств и характеристик кислотного состава; - Минерализация и компонентный состав воды; - Физико-химические свойства нефти, компонентный состав нефти. | <ul style="list-style-type: none"> - Минеральный состав породы; - Однородность пласта; - Пористость породы; - Проницаемость породы; - Трещенноватость породы; - Условия в пласте (температура, давление); - Мощность пласта. | <ul style="list-style-type: none"> - Компонентный состав смеси (кислотной композиции); - Концентрация состава; - Объем кислоты; - Скорость закачки состава, (технология проведения); - Частота обработок; - Конструкция скважины; - Спущенная компоновка (в особенности для горизонтальных скважин); - Длина зоны перфорации; - Тип и мощность перфоратора; - Тампонажные и буровые растворы; - Жидкости глушения применяемые на месторождении; - Жидкость, используемая при заводнении пласта; - Применение различных технологий с полимерами. |

На вклад и влияние успешности ОПЗ в литературе встречается анализ ряда вышеупомянутых факторов, обычно без учета факторов, связанных с компонентным составом используемых кислотных композиций, минералогическим составом пласта, пластовой воды, компонентным составом нефти, способом воздействия на пласт.

С помощью анализа большого объема результатов ранее проведенных обработок призабойных зон кислотными составами на различных месторождениях с самыми различными условиями, предполагается выявить и установить устойчивые связи влияния факторов на эффективность процесса.

Конечным результатом работы, является формирование нейронной сети, которая может представить предиктивный результат эффекта (в том числе экономической) по выбранной скважине для ГТМ, либо осуществлять скрининг действующего фонда по значимым параметрам, выявляя кандидатов для ОПЗ и представляя результат от будущего ОПЗ с удовлетворенной вероятностью, учитывая, а также предлагая варианты использования кислотных композиций, разрешенных на данном месторождении.

При реализации алгоритма нейронной сети будет использован высокоуровневый язык программирования Python.

Внедрение разработанного подхода для оперативного прогнозирования потенциала проведения ОПЗ, позволит значительно уменьшить затраты ресурсов компании и времени на проведения исследования.

Литература

1. Андронов Ю.В. Методика оперативной оценки перспективности скважин для методов интенсификации притока нефти с применением нейронных сетей и деревьев решений: Автореферат. Дис. канд. техн. наук: – Москва, 2019 г. – 5 с.
2. Хасанов М.М., Прокофьев Д.О., Урмаев О.С. (и др.) Перспективные технологии Big Data в нефтяном инжиниринге: опыт компании «Газпром нефть» // Нефтяное хозяйство. – 2016. – N 12. – С. 76–79.

ТЕХНОЛОГИЯ ПЕРФОБУР КАК МЕТОД ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ

К.Г. Федюшкин¹, Р.О. Курилович², А.В. Сидоренко²

Научный руководитель - профессор П.Н. Зятиков

¹АО «Томскнефть» ВНК, г. Томск, Россия

²Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. В настоящий момент традиционные виды ГТМ недостаточно эффективны, и следуя пути прогресса приходят новые решения. Одним из таких решений является технология радиального вскрытия пласта (РВП).

Данная технология позволяет делать в пласте глубокую перфорацию, то есть бурить в пласте направленные радиальные каналы. Применение технологии направлено на интенсификацию добычи нефти добывающих и приемистость нагнетательных скважин путем увеличения радиуса дренирования, площади фильтрации и притока к скважине, приобщения удаленных зон пласта, отделенных низкопроницаемыми барьерами, преодоление загрязнения призабойной зоны и восстановление продуктивности скважины.

Следует заметить, что в настоящее время большая часть разрабатываемых месторождений Западной Сибири находится на последней стадии разработки. И такие технологии как радиальное вскрытие пласта позволяют «оживить» скважины, которые находятся в консервации или станут не рентабельны в ближайшее время.

Целью данной работы является сравнительный анализ результатов проведенных работ по ГТМ на 2 соседних скважинах.

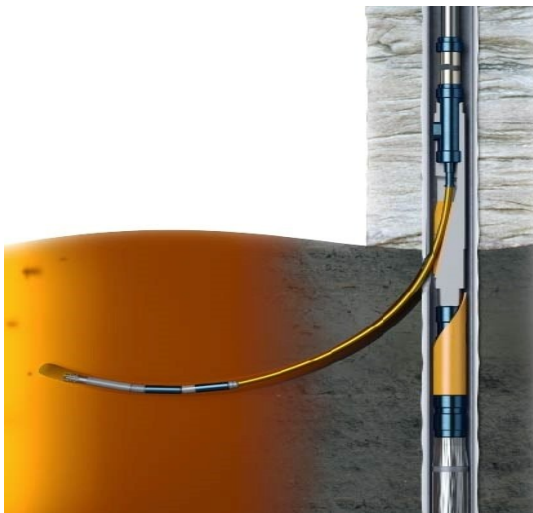


Рис. 1 Схематическое изображение радиального канала

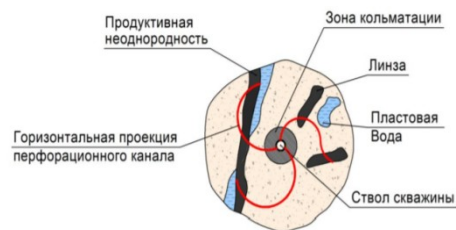


Рис. 2 Направление радиальных каналов в пласте

СЕКЦИЯ 10. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Основная часть. На 2 соседних скважинах (Скважина "X" и Скважина "Y"), работающих на один и тот же пласт на одном и том же месторождении.

Расстояние между забоями данных скважин – всего 136 м.

Скважина "X".

Оценка дебитов по жидкости и по нефти ПОСЛЕ проведения КГРП с помощью уравнения Дарси для псевдоустановившегося режима притока (Pseudo Steady State/ Darcy Equation)

$$p_{wf} = p_i - 141.2 \frac{qB\mu}{kh} \left[\frac{0.000527 \cdot k\Delta t}{\phi\mu c_t r_e^2} + \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} + s^* \right]$$

ДО кислотного ГРП скважина работала с дебитом по жидкости 4-4.5 м³/сут, дебит по нефти в пределах 2.8-3.0 т/сут, обводненность около 10 %.

ПОСЛЕ кислотного ГРП дебит по жидкости увеличился до 10-11 м³/сут. Через 3 месяца работы после ГТМ дебит по жидкости снизился до 5-7 м³/сут. Дебит по нефти первые 3 месяца после ГТМ держался на уровне 6-7 т/сут, после чего снизился до 4-4.5 т/сут.

Обводненность продукции после ГТМ выросла с 10 % до 25-28 %.

Скважина "Y".

Оценка начальных дебитов по жидкости и по нефти ПОСЛЕ проведения ГТМ по вскрытию пласта бурением 2 радиальных каналов общей длиной 9-10 м каждый (длина каждого канала в пласте- 10 м) с помощью уравнения Joshi для горизонтального ствола в нефтяном пласте (Joshi Equation for Horizontal Well in Oil Formation).

$$Q_h = \frac{2\pi K_h h}{\mu B_o} \frac{\Delta P}{\ln \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{L/2} + \frac{h}{L} \ln \frac{h}{2r_w}}$$

После бурения радиальных каналов – с помощью гидромониторной насадки в каждом открытом канале была произведена кислотно-струйная (гидродинамическая) обработка/интенсификация интервалов. В каждый канал было закачено по 24 м³ 15%-го раствора соляной кислоты (HCl). Общий объем закачки кислоты – 48 м³. После проведения ГТМ и спуска насоса – при запуске скважины в работу в конце октября 2019г. был получен стабильный приток нефти сводой. Запускной дебит по жидкости – около 50 м³/сут. Запускной дебит по нефти – около 40 т/сут. По замерам на 06.11.2019 г. – дебит жидкости снизился до 33 м³/сут, дебит нефти – 27 т/сут, обводненность 9 %.

Метод оценки скин-фактора: для фактического дебита жидкости при всех фиксированных остальных параметрах в уравнении Дарси (Рпл, Рзаб, средняя проницаемость пласта, мощность пласта, вязкость нефти, радиус ствола) – рассчитывались вероятные скин-факторы при различных заданных радиусах дренирования скважины. Фактическое расстояние от забоя Скважины "Y" до ближайшей Скважины "X" – всего 136 м. Расстояния до остальных окружающих скважин – колеблется от 150 м до 250 м. Оценка скин-факторов была выполнена для радиусов дренирования в диапазоне от 70м до 125м.

Таблица 1

Итоги оценки полученных расчетных скин-факторов после бурения радиальных каналов (настройка на факт после ГТМ)

| | Дебит жидкости | Диапазон расчетных скин-факторов |
|------------------------|--|----------------------------------|
| Проницаемость 27 мД | Запускной= 50 м ³ /сут | от -7,7 до 8,6 |
| | Через неделю после ГТМ= 33 м ³ /сут | от -6,7 до 7,6 |
| Проницаемость 43 мД | Запускной= 50 м ³ /сут | от -6,5 до 7,35 |
| | Через неделю после ГТМ= 33 м ³ /сут | от -5,0 до 5,9 |

1. Для полученных фактических дебитов жидкости после ГТМ при заданных Проницаемостях – расчетные скин-факторы кажутся несколько завышенными (непривычными).

2. Даже при дальнейшем снижении дебита жидкости – расчетные скин-факторы при тех же параметрах будут превышать -4.0 -4.5.

3. Необходимо провести ПГИ исследования для определения реальной проницаемости пласта. Не исключено, что фактическая проницаемость пласта окажется несколько выше предполагаемой сегодня (от 27мД в техрежимах до 43мД в Отчете по ГРП).

Таблица 2

Результаты расчетов и факт после ГТМ

| Скважина № "X" | Дебит жидкости, м ³ /сут | Дебит нефти, т/сут | Обводненность, % |
|--|-------------------------------------|--------------------|------------------|
| Факт до КГРП | 4,0 | 3,0 | 10,0 |
| Ожидаемые (расчетные) после КГРП | 12,8 | 8,2 | 20,0 |
| Факт после КГРП | 12,0 | 8,0 | 28,0 |
| В случае перфорации | 4,0 | 4,0 | 20,0 |
| 2 радиальных канала | 16,0 | 11,0 | 20,0 |
| 2 радиальных канала + СКО | 22,0 | 16,0 | 20,0 |
| Фактический запускной дебит после ГТМ | 50,0 | 40,0 | 10,0 |
| Фактический дебит через неделю после ГТМ | 33,0 | 27,0 | 9,0 |

Заключение. Сравнительный анализ фактических результатов ГТМ, проведенных в 2019г на ближайших соседних скважинах (Скважина "X" и Скважина "Y");

- Кислотный ГРП на Скважине "X" (в мае 2019 г)

1. Фактические дебиты по жидкости и по нефти после ГТМ получены чуть ниже ожидаемых (расчетных) в дизайне КГРП.

2. Обводненность после КГРП возросла с 10% до 28%. Скорее всего это связано с возможным распространением трещины вниз и подтягивания воды с нижележащего водяного пропластка.

3. Продолжительность эффекта ГТМ составила около 90 суток. По истечении 3 месяцев после кислотного ГРП дебит скважины по жидкости и по нефти практически вернулись к своим исходным уровням до проведения работы по ГТМ.

4. Вероятнее всего (высокий темп падения дебитов после ГТМ) это связано с тем, что во время операции КГРП не был закачан пропант в пласт (не предусматривался по плану/ дизайну изначально), и образованная при закачке кислоты трещина за эти 3 месяца уже схлопнулась.

- Бурение радиальных каналов + гидроструйная СКО на Скважине "Y" (октябрь 2019 г.)

1. Фактические запускные дебиты по жидкости и по нефти (по данным первых замеров после спуска насоса и ввода скважины в эксплуатацию после ГТМ) – оказались гораздо выше расчетных/ ожидаемых. Причины такого поведения работы скважины после ГТМ- пока невыяснены.

2. Возможно это связано с более высокой проницаемостью. Или по каким-то другим пока невыясненным причинам.

3. Оценить фактическую продолжительность эффекта от бурения радиальных каналов на сегодняшний день пока не представляется возможным. Скважина введена в эксплуатацию всего 2 недели назад. Необходимо отслеживать динамику работы скважины (желательно на первых порах делать замеры ежедневно) и фактический темп падения дебитов.

4. На сегодня (по первым результатам работы скважины) можно сделать однозначных 2 вывода:

1. ГТМ на Скважине "Y" по технологии «Перфобур» (вскрытие пласта радиальными каналами + гидроструйная кислотная обработка каналов) – выполнен успешно.

2. Данная технология показала более высокие результаты по сравнению с кислотным ГРП на соседней Скважине "X".

Литература

1. Борисов А.А. Метод материального баланса как инструмент анализа эффективности реализации системы ППД // COLLOQUIUM-JOURNAL. – Изд-во: Голопристанський міськрайонний центр зайнятості = Голопристанский районный центр занятости (Голая Пристань). – 2019. № 23-1 (47). – С. 27–29.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ МОДЕЛИРОВАНИЯ ТЕПЛОЙ ОБРАБОТКИ ПЛАСТА И МЕТОДА ХОЛОДНОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ С ПЕСКОМ НА ПРИМЕРЕ ТОРАВЕЙСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Д.В. Фокина

Научный руководитель - профессор О.С. Чернова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Холодная добыча представляет собой нетрадиционный способ первичной добычи углеводородов, при котором песок специально извлекают вместе с высоковязкой нефтью, водой и газом. Следует отметить, что в пласты не закачиваются дополнительные агенты, снижающие вязкость нефти, и сам метод является изотермическим процессом, за счет чего и получил свое название – CHOPS – Cold Heavy Oil Production With Sand.

За счет выноса песка в призабойной зоне скважины образуется сеть каналов с высокой проницаемостью. Трещины в пласте разрастаются по фрактальной схеме, что свидетельствует о непредсказуемости их развития (Рисунок 1) [5].



Рис. 1 Принцип образования трещин [5]: а) Канал, образующийся в процессе холодной добычи нефти с песком (черточина); б) Фрактальная схема образовавшихся каналов (черточин)

После того как компании стали переводить скважины, разрабатываемые традиционными методами, на разработку методом холодной добычи, они увидели увеличение показателей добычи нефти в 10 раз по сравнению с

СЕКЦИЯ 10. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

их первоначальными значениями. Метод холодной добычи нефти предполагает использование винтовых насосов кавитационного типа, способных перекачивать сложную суспензию, состоящую из высоковязкой нефти и песка.

Метод холодной добычи нефти противопоставляется различным тепловым обработкам пласта, основные из которых представляют собой внутрискважинное горение и закачку в пласт теплоносителей – пара или горячей воды.

Увеличение нефтеотдачи пласта в процессе нагнетания в него пара достигается за счет снижения вязкости нефти под действием температуры, что способствует улучшению охвата пласта процессом. Вытеснение нефти осуществляется паром путем непрерывного площадного его нагнетания, как при обычном заводнении. Тепло, как и механическая энергия, подводится к пласту вместе с закачиваемым агентом. Для быстрого непрерывного увеличения паровой зоны, которая образуется на забое нагнетательной скважины при закачке пара, необходимо свести к минимуму тепловые потери, которые зависят от температуры нагнетаемого пара, используемого оборудования и характеристик пласта (главным образом, его мощности) [1].

Анализ результатов моделирования каждого из методов будет проводиться на основе данных Торавейского месторождения. Торавейское месторождение нефти расположено в непосредственной близости от береговой линии Баренцева моря (13 км) на территории Ненецкого автономного округа Архангельской области. Административным центром Ненецкого округа является г. Нарьян-Мар.

В геологическом строении Торавейского месторождения принимают участие породы осадочного образования палеозойского, мезозойского и кайнозойского возраста. Максимальная вскрытая толщина осадочного чехла составляет 4534 м (скважина № 25). Наиболее древними являются раннедевонские образования. Промышленная нефтеносность на месторождении выявлена в пластах песчаников триаса ангуранской свиты (Т₂-II, Т₂-I; пористость которых равна $\varphi = 0,282$, мощность пластов – $h_1 = 34,3$ и $h_2 = 23,1$ соответственно). Нефть данных отложений является высоковязкой ($\eta = 1,867$ Па · с – динамическая вязкость нефти) [2].

Численное моделирование теплового метода обработки пласта путем закачки пара производилось в программном обеспечении tNavigator, где была создана секторная модель, представляющая собой часть пласта размерностью 25x20x1 ячеек (250м x 200м x 15м) с абсолютной отметкой кровли – 948,8 м, подошвы – 983,1 м. Исходные данные для расчета представлены в таблице ниже. Рассматриваемый пласт изотропен по основным фильтрационно-емкостным свойствам (Рисунок 2).

Таблица

Исходные данные для дальнейшего расчета

| Наименование | Единицы измерения | Значение |
|---|-------------------|----------|
| Пластовая температура | °С | 27 |
| Коэффициент теплопроводности окружающих пород | Вт/(м·С) | 9,8 |
| Коэффициент теплопроводности коллектора – песчаника | Вт/(м·С) | 2,2 |
| Температура закачиваемого пара | °С | 285,53 |

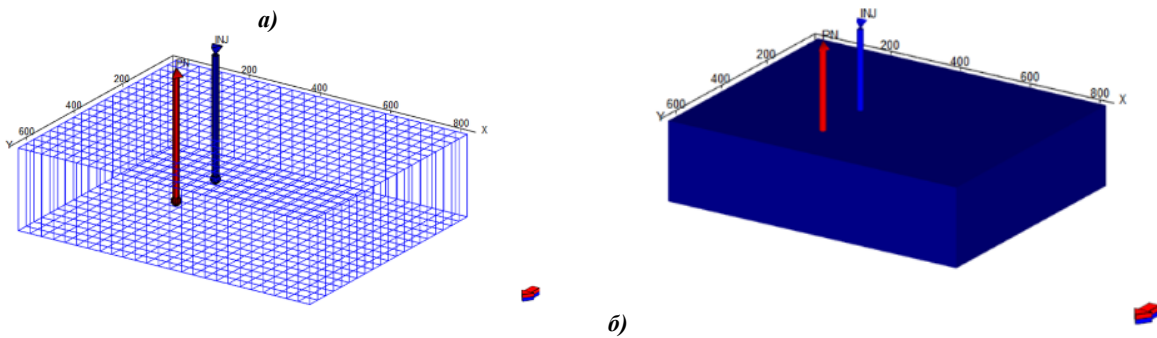


Рис. 2 Создание модели пласта в tNavigator: а) Геометрия и сетка модели; б) Куб пористости

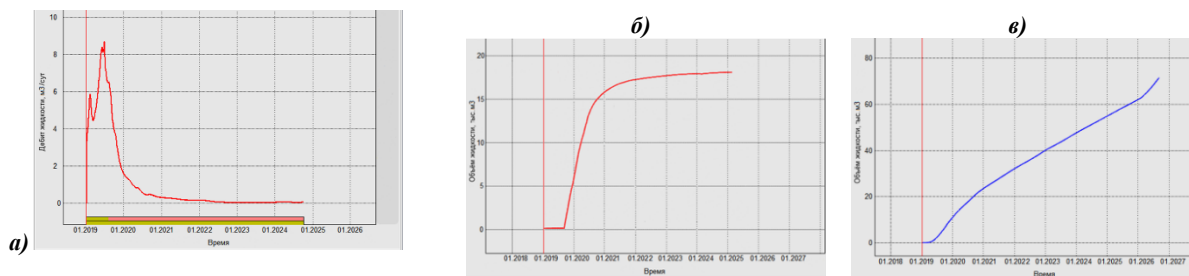


Рис. 3 Результаты расчета тепловой модели в программном обеспечении tNavigator: а) Зависимость дебита жидкости от времени; б) Зависимость накопленной добычи нефти от времени; в) Зависимость накопленной добычи воды от времени

Выводы расчета гидродинамической модели: дебит нефти до тепловой обработки 3,98 м³/сут; дебит нефти после обработки 8,6 м³/сут; накопленная добыча нефти составила 11,5 тыс. м³; накопленная добыча воды 57 тыс. м³.

Для сравнения результатов была рассчитана аналитическая модель тепловой обработки скважины путём выполнения типового расчета, по результатам которого дебит скважины увеличился с 3,98 м³/сут до 6,05 м³/сут. При этом продолжительность работы скважины с повышенным дебитом скважины составит 164,82 сут. Что приводит к получению дополнительных 341,12 м³ жидкости.

Говоря о методе холодной добычи нефти, то в данной ситуации числовое моделирование не будет занимать приоритетное место, так как для моделирования процесса CHOPS требуется не только наличие специализированного и комплексного симулятора, но и строгое выполнение последовательности действий в процессе расчета, которая включает в себя работу с теорией фракталов, моделирование, непосредственно, трещиноватого пласта и так далее. На сегодняшний день численное моделирование процесса холодной добычи не является столь изученным, а существующие модели не являются достаточно точными и требуют дополнительных доработок. Поэтому далее будет рассмотрена аналитическая модель процесса холодной добычи нефти на примере Торавейского месторождения. Данная модель была разработана Гангом Ханом, и может применяться для прогнозирования, сколько дополнительной нефти можно извлечь путем добычи определенного количества песка.

В процессе выноса песка в призабойной зоне скважины образуются две радиальные зоны: зона упругих деформаций, где порода испытывает возмущения, но пористость остается постоянной, и вторая зона – зона упругопластических деформаций, где значения пористости изменяются во времени и, непосредственно, происходит вынос песка на поверхность. Вынос песка, в свою очередь, образуется за счет того, что мелкие частицы породы потоком флюида откалываются, порода начинает свое разрушение в призабойной зоне скважины. Последовательность расчета данной модели представлена в [4]. С помощью простейших математических преобразований формулы Дюпюи, делаем вывод, что дебиты песка и нефти связаны со значениями проницаемости и пористости и увеличиваются с течением времени. Для Торавейского месторождения было получено увеличение кратности дебитов, что может служить доказательством о наличии положительного технологического эффекта [3].

На основе вышесказанного можно сделать вывод, что выбор наиболее подходящей модели для описания того или иного процесса или метода будет зависеть от степени изученности этой модели и физической сложности самого процесса.

Литература

1. Практикум по дисциплине «Разработка нефтяных и газовых месторождений»: учебное пособие / С.Ф. Санду, А.Т.Росляк, В.М.Галкин. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011 – 88 с.
2. Технологическая схема разработки Торавейского месторождения / ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» – Ухта, 2016.
3. Фокина Д.В., Гулиев Р.З. Обзор методов моделирования процесса холодной добычи нефти с песком // Инновационный подход к разработке нефтяных и газовых месторождений: Ломоносовские научные чтения студентов, аспирантов и молодых ученых – Архангельск, 2019. – Т.2. – С. 499–504.
4. Han G., Bruno M., Dusseault M.B. How much oil you can get from CHOPS // Journal of Canadian Petroleum Technology. – Canada, 2007. – №4 (46). – С. 24–32.
5. Sawatzky R., Huerta M., London M., Meza B. Cold Production in Western Canada: A Step Forward in Primary Recovery // Rogtec. – Alberta, 2014. – №9 – С. 68–74.

БОРЬБА С ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕМ НА КУЮМБИНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

А.Д. Харитонов

Научный руководитель - доцент М.В. Мищенко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В процессе испытания скважин Куюмбинскоо нефтегазоконденсатного месторождения в трубном и затрубном пространстве на различных глубинах образуются гидраты. В результате образования гидратных пробок в колонне насосно-компрессорных труб дебит нефти снижается, вплоть до полного прекращения фонтанирования. Для устранения гидратных пробок проводятся работы по расстеплению скважины с помощью закачек раствора CaCl₂ и/или применением комплекта для промывки скважины.

Для предупреждения образования газогидратов в скважине необходимо создать такой режим работы, при котором его температура будет выше равновесной температуры гидратообразования, поэтому важно правильно определить условия образования гидратов. [1]

Согласно протекающим в скважине процессам, происходит снижение температуры в призабойной зоне пласта и стволе скважины. Это явление значительно увеличивает риск возникновения гидратообразований в призабойной зоне пласта, привести к дестабилизации основных показателей технологического режима, вплоть до полного прекращения флюида из пласта. [3]

Основные методы борьбы с гидратами:

- контроль и наблюдение за динамикой работы скважины;
- выбор безгидратного режима работы;
- удаление из скважины воды (после свабирования скважина заполнена технической водой, если процесс очистки скважины во время испытания не завершен нельзя останавливать скважину для записи кривой восстановления давления/профиля приток);

- понижение давления (не останавливать скважину на кривой восстановления давления, не работать на маленьких штуцерах/шайбах, если существует риск образования гидратов);
 - повышение температуры (периодические закачки в скважину разогретого раствора CaCl_2);
 - применение ингибиторов гидратообразования (CaCl_2 , метанол). [2]
- Для предотвращения гидратообразований необходимо проводить периодическую закачку в затрубное пространство ингибиторов.

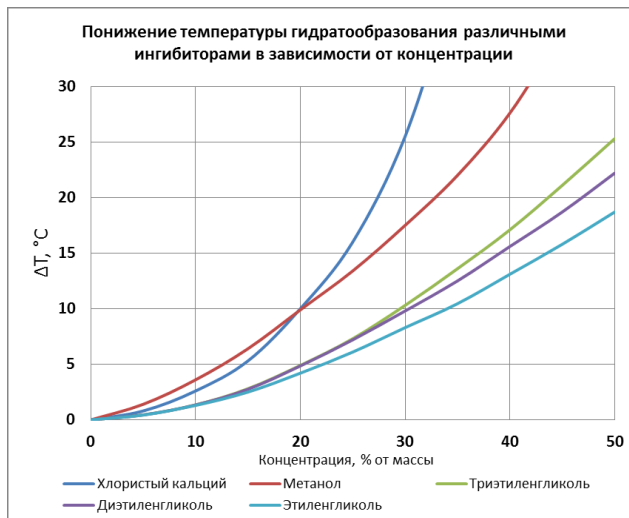


Рис. Сравнение ингибиторов

Наибольшее распространение в качестве антигидратных ингибиторов получили метиловый спирт, гликоли, хлористый кальций. Первые два используются в основном для добычи газа. Сравнение эффективности различных ингибиторов представлено на графике (рис.).

Как видно из графика, при 30% концентрации наибольшей эффективностью обладает раствор CaCl_2 . Хлористый кальций весьма эффективный и самый дешевый из существующих антигидратных ингибиторов, производится в больших количествах и не ядовит.

Литература

1. Истомин В.А., Якушев В.С. Газовые гидраты в природных условиях. – М.: Недра, 1992. – 236 с.
2. Макогон Ю.Ф. Газовые гидраты, предупреждение их образования и использование. – М.: Недра, 1985. – 232 с.
3. Шостак Н.А. Факторы, влияющие на рост гидратов природных и нефтяных газов // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XVIII Международного симпозиума студ., аспирантов и молодых ученых – Томск, 2014 – Т.2. – С. 142 – 144.

СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ ИЗУЧЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕФТЬ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

А.С. Чемякин

Научный руководитель - старший преподаватель Л.В. Чеканцева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На данный момент, большинство нефтегазовых месторождений Западной Сибири содержат запасы нефти с аномальными реологическими и низкотемпературными свойствами, с высоким содержанием парафинов, смол и асфальтенов. Данная особенность нефти усугубляется тем, что в Западной Сибири большинство нефтяных месторождений располагается либо в суровых условиях крайнего Севера, либо в районах, приравненных к таким: экстремально низкая температура окружающей среды, наличие многолетней мерзлоты и т.д.

Для осуществления добычи, сбора и транспортировки высокопарафинистой нефти применяют различные методы улучшения их реологических свойств: химические реагенты, электронские разряды, магнитные и ультразвуковые поля.

Одним из распространенных способов является тепловая обработка данных аномальной нефти [5]. В процессе термообработки нефть нагревается до определенной температуры и затем охлаждается. При нагреве нефти происходит полное или частичное растворение твердых парафинов. При охлаждении парафинистой нефти образуются кристаллы парафина, которые соединяются в кристаллическую структуру той или иной прочности. Прочность структурной решетки зависит от размеров кристалла парафина и наличия в нефти смол и асфальтенов. Многие авторы в своих работах подчеркивают, что термообработка значительно улучшает реологические свойства высокопарафинистой нефти. Однако исследования показали, что тепловая обработка не всегда дает положительный эффект. При данном воздействии на нефть могут наблюдаться отличные от общепринятых зависимости реологических свойств, температуры застывания и размера образующихся частиц.

Зависимость размеров образующихся частиц от начальной температуры термообработки исследовалась методом фотонной корреляционной спектроскопии (ФКС). Метод основан на определении коэффициента диффузии коллоидных частиц путем измерения спектрального состава (или корреляционной функции) рассеянного света. Если форму частиц принять сферической, то их радиус может быть рассчитан по формуле Стокса-Эйнштейна [3]:

$$D = \frac{k_B T}{6\pi\eta R}$$

Методология ФКС

Подготовленная проба нефти в кювете помещалась в модифицированную установку Photocor Complex, с помощью которой измерялась корреляционная функция света, создаваемого инфракрасным лазером, рассеянного на броуновских частицах. В ходе охлаждения либо нагревания пробы корреляционная функция записывалась в программном комплексе PhotoCor-FC. Далее в программном комплексе DynaLS, согласно записанной корреляционной функции, осуществлялось определение размера частиц.

Полученные результаты

Начальная температура перекачки нефти может варьировать в широких пределах. Поэтому начальные температуры тепловой обработки нефти составили плюс 25; 30; 40; 50 и 60 °С.

На рисунке 1 представлена зависимость размера частиц от начальной температуры термообработки нефти.

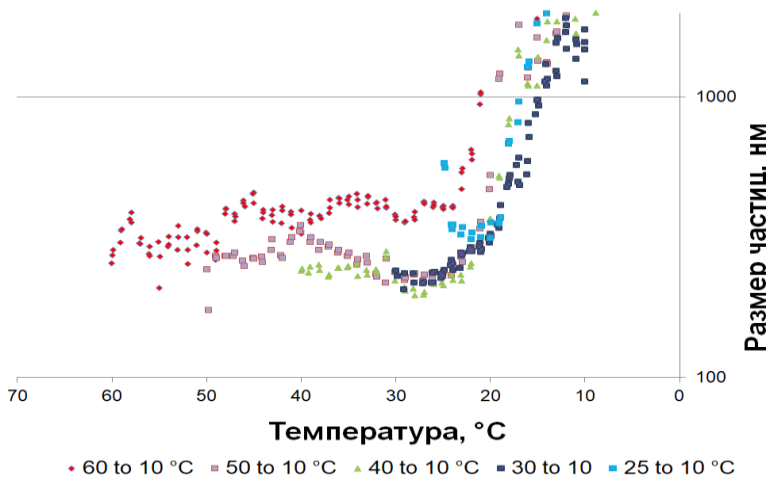


Рис. 1 Кристаллизация парафинов с разными начальными температурами термообработки

По результатам, представленным на рисунке 1, можно сделать вывод, что в случае начальной температуры термообработки равной 60 °С, средний размер частиц парафина до температуры фазового перехода составляет 400 нм, после чего резко возрастает до 1800 нм.

После этого методом ФКС исследовалось действие на нефть присадки сукцинимидной С-5А. Образцы нефти и присадка были предоставлены Институтом химии нефти СО РАН г. Томск. Присадка С-5А представляет собой 40% концентрат алкенилсукцинимида в минеральном масле и непрореагировавшем полибутена.

На рисунке 2 представлена зависимость размера частиц от температуры термообработки нефти

для случаев охлаждения и нагрева исходных и проб нефти, с добавлением присадки.

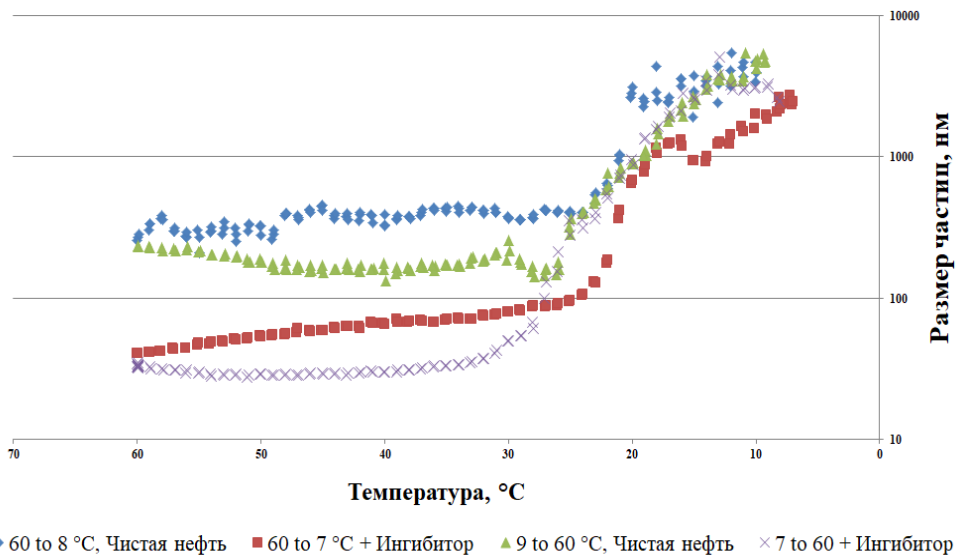


Рис. 2 Кристаллизация парафинов в чистой нефти и с добавлением присадки

По результатам, представленным на рисунке 2, можно сделать вывод, что в случае добавления присадки в нефть при охлаждении наблюдается уменьшение размера частиц более чем в 5 раз по сравнению с размерами частиц в исходной нефти. В случае нагрева нефти с присадкой так же наблюдается уменьшение размера частиц по сравнению с пробой исходной нефти более чем в 2 раза, но данная зависимость прослеживается только после температуры плюс 27 °С, до этого момента размеры частиц в исходной и обработанной пробах нефти остаются практически одинаковыми.

Полученные результаты свидетельствуют о том, что перед применением тепловых методов для улучшения реологических свойств высокопарафинистой нефти для ее добычи, сбора и транспортировки необходимо проводить исследования данной нефти на предмет проявления аномалий после термообработки. Так как известно, что размер кристаллов парафинов оказывает решающее влияние на образование осадков в нефти и нефтепродуктах. Также установлено положительное действие присадки.

Литература

1. Анализаторы размеров частиц серии Photocor. Руководство пользователя. – 124с.
2. Аллахвердиева Д.Т. Влияние термообработки на температуру застывания нефти. – М.: Наука и технология углеводородов, 2002, №1. – 50–53 с.
3. Буря Е.Г. Исследование процессов агрегации асфальтенов в углеводородных системах. [Текст]: Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Буря Е.Г. – Москва, 2001.
4. Девликамов В.В., Хабибуллин З.А., Кабиров М.М. Аномальные нефти. М., Недра, 1975. – 168 с.
5. Евдокимов И.Н., Елисеев Д.Ю., Елисеев Н.Ю. Отрицательная аномалия вязкости жидких нефтепродуктов после термообработки. Химия и технология топлив и масел. 2002. №3. С.26–29
6. Маркин А.Н., Низамов Р.Э., Суховерхов С.В. Нефтепромысловая химия.
7. Сафиева Р.З. Физикохимия нефти. М., Химия, 1998. – 448с.
8. Смольянинов С.И. Влияние различных факторов на температуру застывания томских нефтей// Известия Томского ордена октябрьской революции и ордена трудового красного знамени политехнического института им. С.М.Кирова, – Томск, 1976. – Том 253, 5–8 с.
9. Черкасова Е.И., Сафиуллин И.И. Особенности добычи высоковязкой нефти//Вестник технологического университета. 2015. Т.18, №6.

ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ОЧИСТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА В РАЗЛИЧНЫХ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Е.А. Шефер

Научный руководитель - старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Призабойная зона пласта (ПЗП) – это область пласта вокруг скважины, которая вскрывает пласт и в пределах которой изменяются фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС). Данное явление происходит с момента разбуривания скважины и в процессе всего эксплуатационного периода. Изменение ФЕС связано с нарушениями физико-химических свойств горной породы, а также с нарушениями механического равновесия. Отсюда можно сделать вывод, что продуктивность скважины напрямую зависит от состояния призабойной зоны.

Одной из важных характеристик ПЗП, которая влияет на продуктивность скважины, является проницаемость. Оценить изменчивость проницаемости помогает скин-фактор. Этот параметр объясняет наличие зоны с изменяющейся проницаемостью вокруг скважины. Чтобы преодолеть скин-сопротивление необходимо создать повышенное давление, что ограничено энергетическими возможностями пласта. В результате продуктивность уменьшается. Таким образом, скин-фактор – это мера дополнительной депрессии, которая необходима для преодоления загрязнённой зоны.

Херст и Ван-Эвердинген впервые ввели понятие скин-фактор [1]. Они заметили отличие реальных значений депрессии от расчётных теоретических. В результате, для оценки скин-фактора вывели зависимость:

$$S = \frac{k \cdot h \cdot \Delta P}{141,2 \cdot Q \cdot \mu \cdot B}, \quad (1)$$

где k – проницаемость пласта, мкм²; h – толщина пласта, м; ΔP – депрессия, Па; Q – дебит скважины, м³/сут; μ – вязкость жидкости, мПа·с; B – объёмный коэффициент жидкости, м³/м³.

Позже был введен термин отрицательного скин-фактора. Отрицательный параметр описывает скважину, у которой фильтрационные характеристики призабойной зоны лучше, чем у пласта в целом.

Стоит отметить, что на дебит скважинной продукции гораздо сильнее оказывает влияние уменьшение проницаемости ПЗП, а не её увеличение, по сравнению с естественной проницаемостью до разбуривания. Приёмистость нагнетательных и продуктивность добывающих скважин возможно изменять, если регулировать параметры ПЗП. Искусственное воздействие на ПЗП является хорошим методом интенсификации добычи нефти.

Основные причины снижения проницаемости в призабойной зоне обусловлены физико-химическими свойствами добываемой и закачиваемой жидкости, геологической характеристикой продуктивного пласта, изменяющимися во времени термобарическими условиями, а также гидромеханической закупоркой фильтрационных каналов при проведении технологических операций.

Для добывающих скважин свойственны следующие причины загрязнения призабойной зоны пласта: возникновение асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) и гидратов (свойственно газовым скважинам) из-за изменения термобарических условий; образование водонефтяной эмульсии, которая обладает значительно большей вязкостью, чем обычная нефть; прорыв пластовой воды к забою добывающей скважины, особенно в гидрофильной породе, так как порода смачивается водой и капиллярное давление препятствует вытеснению.

В нагнетательных скважинах преобладают следующие причины: содержащиеся в закачиваемой воде илистые частицы снижают проницаемость более, чем в 10 раз; набухание глинистых пропластков в результате взаимодействия с пресной водой; образование солей при контакте пресной и пластовой воды, обладающей большей минерализацией (реакция происходит при несовместимости вод и низкой температуре пласта); при переводе скважины из фонда добывающих в фонд нагнетательных скважин остаточная нефтенасыщенность в призабойной зоне негативно сказывается на проницаемости.

Также можно выделить отдельную категорию причин, снижающих проницаемость ПЗП, которые актуальны, как для добывающих, так и для нагнетательных скважин: нарушение естественной проницаемости в процессе разбуривания скважины, последующей цементации и перфорации; загрязнение различными мехпримесями, которые проникают с различными технологическими жидкостями (фильтрат бурового раствора, жидкость глушения, промывочная жидкость); неспособность коллекторских пород сопротивляться фильтрационному размыву при эксплуатации скважины становится причиной разрушения скелета пласта и поступления мелких частиц на забой скважины (особенно актуально для пород, сложенных слабосцементированным песчаником); коррозия оборудования; продукты жизнедеятельности микроорганизмов.

Важным этапом перед выбором метода ОПЗ является необходимость производства ряда геофизических и гидродинамических исследований, чтобы выявить причины снижающие фильтрационные свойства ПЗП. Также при проведении исследований важно изучить свойства и состав флюида, насыщающего горную породу, и собственно физико-химические свойства продуктивной горной породы. К кандидатам на ОПЗ относятся следующие скважины: после бурения; которые не вышли на режим, из-за отложений; с низкими показателями после гидравлического разрыва пласта (ГРП); которые долгое время были в бездействии; находящиеся длительное время в эксплуатации, приток к которым начал снижаться. Важно отметить, что к ОПЗ допускаются только скважины, у которых цементное кольцо не нарушено, а эксплуатационная колонна герметична.

В основу технологий ОПЗ входит применение механических, термических, физических или химических воздействий на проблемный участок. Химическая обработка заключается в применении кислот, ингибиторов, растворителей или поверхностно-активных веществ. Данный вид обработки эффективен, если проницаемость ПЗП нарушена растворимыми веществами. Термические методы применяются, если ухудшение проницаемости происходит, из-за отложения АСПО. К данной технологии относятся: электроподогрев, импульсно-тепловое воздействие, обработка горячей нефтью или паром. Для удаления мелкодисперсных частиц или остаточной нефтенасыщенности подходят физические методы, которые основываются на создании акустического или вибрационного воздействия. Если необходимо создать в призабойной зоне дополнительные трещины с целью охвата фильтрацией отдалённых зон пласта применяют механические методы, например, ГРП или перфорация.

В настоящее время существует большое разнообразие технологий очистки ПЗП, но, к сожалению, часты случаи, когда применяемые технологии оказываются малоэффективными и не дают желаемого результата. Эта проблема особо актуальна для месторождений, находящихся на поздней стадии разработки. Чтобы разобраться в причинах неэффективности применяемых технологий необходимо рассмотреть современные подходы к очистке ПЗП на месторождениях Западной Сибири.

На данный момент набирает популярность технология виброволнового воздействия, которая была успешно применена на Южно-Охтеурском месторождении. Сущность технологии заключается в обработке ПЗП промывочной жидкостью, поток движения которой пульсационный. Частота 1-3 Гц, а давление изменяется в пределах от 1 до 6 МПа. В результате анализа геологических условий и опыта разработки прошлых лет был составлен технологический план, состоящий из нескольких этапов. На первом этапе необходимо разрушить структуру загрязнения с помощью гидравлических импульсов. Следующий этап включал в себя кислотную обработку с целью растворения загрязняющих частиц. На заключительном этапе важно создать депрессию (для добывающих скважин) или репрессию (для нагнетательных), чтобы очистить или вытеснить в пласт частички загрязнения.

Эффективность данной технологии продемонстрировано на трёх скважинах, одна из которых была очень проблемной. В данной скважине произошло большое поглощение бурового раствора, что повлекло за собой низкую продуктивность. Была произведена сначала кислотная обработка, а затем ГРП, которые дали эффект на непродолжительное время. После была проведена виброволновая обработка, которая позволила получить прирост нефти на 6 т/сут. Эффект от применения данной технологии наблюдался длительное время. На других скважинах результаты также были положительными, в среднем прирост составлял порядка 5,5 т/сут [2].

Также в современной обстановке достаточно популярен комплексный подход к кислотной обработке скважин. На месторождениях филиала «Муравленковскнефть» был произведён анализ стандартной химической обработки. Кислоты и их концентрации выбирались исходя из прошлого опыта. Наблюдения проводились на 143 скважинах из которых 79 нагнетательные, а 64 – добывающие. Эффективность по добывающим скважинам не превысила 40 %, а по нагнетательным не выше 50%. Стоит отметить, что обработка считалась успешной, если дебит добывающей скважины вырос на 1,5 т/сут, а в нагнетательной, если приёмистость увеличилась на 30%. В связи с малой эффективностью был разработан комплексный подход, по модели которого разработали трёхстадийную кислотную обработку ПЗП для терригенных пород.

На первой стадии ПЗП обрабатывается ароматическими растворителями и раствором ПАВ. Данная операция производится с целью вытеснения пластовой воды, чтобы снизить риск протекания реакции между

плавиковой кислотой и ионами пластовой воды (K^+ , Na^+ , Ca^{2+}) и не допустить выпадения осадка. Вторая стадия включает последовательную обработку соляной и грязевой кислотами, с целью растворения загрязняющих веществ. Перед проведением ОПЗ целесообразно изучить литологический состав, чтобы правильно подобрать концентрацию кислот в растворе. Для лучшего эффекта рекомендуется между обработками проводить промывку моющими ПАВ, чтобы удалить продукты реакции. На третьей стадии проводят вытеснение в пласт загрязняющих веществ и обработку ПЗП различными ПАВ с целью недопущения изменения фазовой проницаемости.

Для проверки эффективности новой технологии испытания провели на 331 скважине, большая часть из которых была нагнетательные. Результат показал, что доля успешных обработок по добывающим скважинам достигла 80%, а для нагнетательных 90%. Прирост по нефти в среднем составил 2,7 т/сут [3].

Исходя из всего вышесказанного, стоит отметить, что призабойная зона скважины является важным элементом системы «пласт-скважина». От «чистоты» ПЗП зависит продуктивность добывающих и приёмистость нагнетательных скважин. Существует множество причин, загрязняющих данную зону, которые необходимо анализировать при выборе метода воздействия. Чтобы достичь максимальной эффективности применяемых технологий необходимо придерживаться следующих принципов. Во-первых, необходимо определить целесообразность применения ОПЗ, при которой важен избирательный подход. В большинстве случаев изначально обработке подвергаются скважины, которые имеют наибольшую «перспективу». То есть, это скважины, которые после ОПЗ с большей долей вероятности дадут прирост в добыче нефти. Во-вторых, следует выяснить причины снижения проницаемости ПЗП, изучить литологический состав, изменение термобарических условий и эксплуатационные показатели скважины, а также технологические операции, проводимые с ней. В-третьих, важно подобрать технологию, которая подходит под данные геолого-технические условия, качественно проработать все стадии технологической операции и составить подробный план.

Литература

1. Андаева Е.А. Практический опыт применения скин-фактора для анализа работы скважины / Е.А. Андаева, Л.С. Сидоров // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море. – 2012. – №9. – С. 41–45.
2. Апасов Т.К. Использование виброволнового воздействия для восстановления продуктивности скважин / Т.К. Апасов, Г.Т. Апасов, А.В. Саранча // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – №1-1. – С. 304–311.
3. Петров И.А. Комплексный подход к обработке призабойной зоны пласта как способ интенсификации добычи / И.А. Петров, М.А. Азаматов, П.М. Дрофа // Георесурсы. – 2010. – №1 (33). – С. 7–10.

СРАВНИТЕЛЬНЫЕ ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПАВ-ПОЛИМЕРНЫХ КОМПОЗИЦИЙ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

Е.О. Шишкина

Научный руководитель - начальник управления лабораторных исследований керна

А.Г. Скрипкин

АО «ТомскНИПИнефть», г. Томск, Россия

В настоящее время, темпы и объемы нефтедобычи постепенно снижаются. В первую очередь, это связано с истощением месторождений, а также наступает преждевременное обводнение скважин. С помощью традиционных способов добычи из нефтяного пласта извлекается всего 25-45 % нефти, но больший процент от первоначальных геологических запасов составляют остаточные или не извлекаемые запасы промышленно освоенными методами разработки нефти. В связи с этим, актуальным является применение усовершенствованных методов, направленных на применение новых технологий воздействия на пласт и улучшения традиционных методов.

Сегодня, для увеличения нефтеотдачи существует множество методов. Наиболее эффективными методами являются химические методы. Химические методы подразделяются на: методы, направленные на увеличение коэффициента охвата пласта воздействием – суть заключается в закачке вязких водоизолирующих составов, которые способствуют выравниванию профиля приемистости (например, полимерное заводнение, закачка гелеобразующих составов); методы, направленные на увеличение коэффициента вытеснения – суть заключается в добавлении веществ, способствующих образованию устойчивых эмульсий между водой и нефтью (например, закачка поверхностно-активных веществ, щелочное заводнение) [1]. Комбинированные методы, направленные на одновременное увеличение коэффициентов вытеснения и охвата пласта воздействием, данные технологии могут быть использованы в различных сочетаниях, таких как щелочно-полимерный (АП), поверхностно-активное вещество-полимер (СП) и щелочь-ПАВ-полимер композиции (ASP) [2].

Для моделирования ПАВ-полимерного заводнения была реализована схема эксперимента в лаборатории физики пласта компании АО «ТомскНИПИнефть», которая позволяет выполнить комплексное исследование, включающее:

- подбор оптимальной рецептуры применяемого раствора ПАВ и полимера,
- фильтрационный эксперимент на колонке образцов керна
- анализ степени адсорбции закачиваемых компонентов.

Этап подбора оптимальной рецептуры включал поведение тестов на фазовое поведение ПАВ-полимерного раствора и нефти. Для проведения образования микроэмульсии необходимо было достичь максимального снижения поверхностного натяжения на границе раздела нефть-вода. Основная идея данного метода – снижение за счет ПАВ поверхностного натяжения на границе раздела двух фаз нефть-вода. Как показано на рисунке 1 при оптимальной минерализации образуется третья фаза – микроэмульсия, воды с нефтью., которая позволяет более эффективно вытеснять нефть. При тестировании фазового поведения вода+ПАВ+щелочь+соль смешивается с дегазированной нефтью в пробирках в соотношении 1:1, шаг изменения концентрации соли 0,1%. Таким образом, проводилось «сканирование» по солености раствора ПАВ с качественной оценкой активности раствора. На рисунке 1 представлены возможные варианты образования эмульсии в растворе за счет изменения концентрации ионов натрия.



Рис. 1 Образование эмульсии в растворе за счет изменения концентрации соли NaCl

Результаты тестирования фазового поведения смесей показали высокую активность ПАВ с образованием большого объема микроэмульсии при оптимальной концентрации соли, устойчивой к температурному воздействию был проведен фильтрационный эксперимент.

Фильтрационный эксперимент заключался в следующем: в колонку образцов керна с остаточной водонасыщенностью производится подача дегазированной нефти (5 поровых объемов (PV)). Затем проводилось выдерживание образцов в течении 24 часов при пластовой температуре ($T_{пл}$). Следующим этапом было вытеснение нефти пластовой водой (около 2 PV) до стабилизации перепада давления на колонке и полной обводненности выходящего флюида, определение средней остаточной нефти по колонке. После закачивалась щелочно-ПАВ-полимерная смесь (0,4 PV), закачка полимера (0,4 PV). Фильтрация пластовой воды – являлась заключительным этапом.

С началом фильтрации ПАВ, выходящая из кернодержателя жидкость собирается в мерные пробирки по 6-8 мл. Поэтому заключительный этап включал определение концентраций ПАВ и щелочи профильтрованного раствора. Это проводилось для анализа адсорбции ПАВ на поверхности кернового материала при фильтрации. На первом этапе определялась концентрация карбонат- и гидрокарбонат-ионов титрованием кислотой. На втором этапе определялась концентрация ПАВ в растворе с применением специального электрода. Таким образом, мы может отследить изменение pH раствора, концентрацию компонентов и оценить величину адсорбции ПАВ. Динамика процесса довытеснения показана на рисунке 2: выход нефтяного вала, затем начало образования микроэмульсии и вытеснение микроэмульсии.

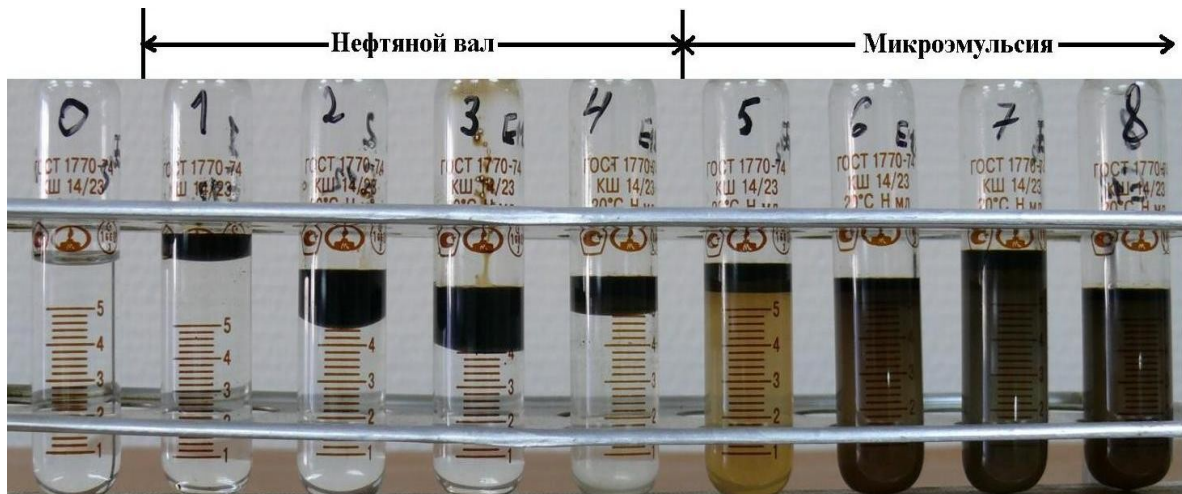


Рис.2 Динамика процесса вытеснения

СЕКЦИЯ 10. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В соответствии с разработанной схемой комплексных испытаний ASP композиции проведено тестирование ПАВ различных производителей, одними из которых выступили Shell Chemicals и РГУ нефти и газа). Тесты на фазовое поведение нефти со смесью ПАВ (Shell Chemicals) показали высокую активность при пластовой температуре и устойчивость образованной микроэмульсии со временем. Фильтрационные эксперименты, проведенные на образцах керна, демонстрируют увеличение нефтеотдачи после закачки щелочно-ПАВ-полимерных композиций обоих производителей. На рисунке 3 приведен график прироста коэффициента вытеснения.

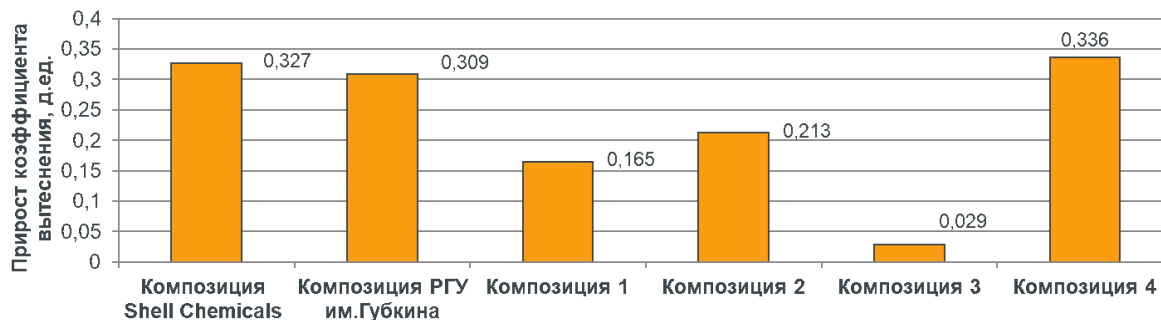


Рис. 3 График прироста коэффициента вытеснения

Для гидродинамического моделирования ASP заводнения используют данные полученные при проведении экспериментов. При оценке экономической эффективности проекта может быть использована измеряемая величина поглощения ПАВ на поверхности горной породы. Оценка результатов успешных лабораторных испытаний с щелочно-ПАВ-полимерными композициями показывают перспективность развития метода ASP – реализация полномасштабных проектов на других месторождениях Западной Сибири.

Литература

1. 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.
2. Волокитин Я.Е., Шустер М.Ю., Карпан В.М. Методы Увеличения Нефтеотдачи и технология АСП // Rogtec: Russian oil and technologies. – 2015. – 28, Сен.

МЕТОДЫ ДОБЫЧИ СЛАНЦЕВОГО ГАЗА И ИХ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ Ш.А. Юлдашбеков

Научный руководитель доцент Ковешников А.Е.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Главной проблемой современной энергетики является ограниченный запас классических источников энергии. Постоянное их использование приводит к абсолютному истощению запасов топлива. Следствием выше сказанного является высокий интерес в применении нестандартных источников энергии, в частности разработки газосланцевых месторождений и добычи сланцевого газа, который имеет свойство природного газа и является восстанавливаемым источником энергоресурсов.

Множество споров в мировом сообществе возникает при обсуждении достоинств и недостатков исследования залежей сланцевого газа. В связи с этим актуальными становятся исследования экологических рисков, связанных с их разработкой.

Целью данной работы является определение влияния на окружающую среду методов увеличения газоотдачи при добыче сланцевого газа. В наши дни основным способом добычи сланцевого газ является гидромеханический разрыв пласта (ГРП), который имеет негативное воздействие на окружающую среду. Для снижения этого воздействия ведутся разработки инновационных, экологически безопасных, безводных и экономных методов, таких как плазменно-импульсное воздействие на пласт, газодинамический и криодинамический разрывы пласта. Эти методы являются такими же эффективными, как и гидравлический разрыв пласта, а также имеют более низкую стоимость реализации.

Таблица 1

Мировые ресурсы сланцевого газа

| страны | США | Китай | Аргентина | Алжир | Канада | Мексика | Россия |
|-----------------|-----|-------|-----------|-------|--------|---------|--------|
| Запасы, трлн.м3 | 43 | 41,3 | 29,7 | 26,2 | 21,2 | 20,2 | 10,6 |

Основным методом добычи сланцевого газа является метод гидравлического разрыва пласта (рис.).

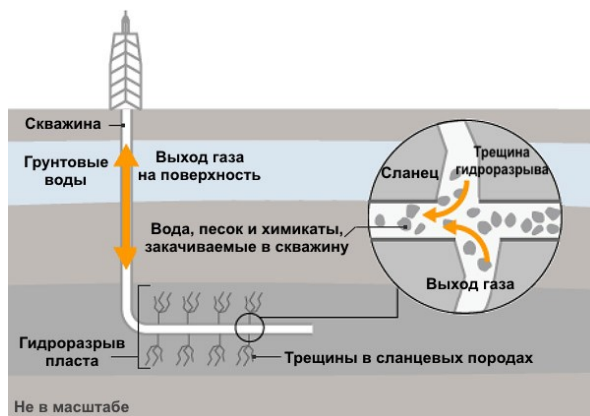


Рис. Технология добычи сланцевого газа методом ГРП

В России нет высокой востребованности в разработке газосланцевых месторождений, в связи с разработкой огромных запасов природного газа. Но ситуация может быстро измениться, т.к. по предварительным подсчетам при нынешнем уровне добычи нефти и газа, их запасы истощатся через 45 лет, что в свою очередь приведет к заинтересованности в разработке газосланцевых месторождений.

ГРП подразумевает собой закачивание в пласт воды, песка и химических реагентов под высоким давлением, что позволяет вытекать газу к устью скважины и расширяет трещины в породе. Данный процесс вредит окружающей среде. В большинстве стран, в местах проведения ГРП и добычи сланцевого газа в десятки раз превышена концентрация метана в пресной воде, из-за этого люди начинают болеть онкологическими заболеваниями.

В настоящее время открыты газосланцевые месторождения в Великобритании, Австрии, Германии, Швеции, Польше, Китае также Украине. В ходе выполнения работы был произведен типовый расчет со стандартными исходными данными.

Таблица

Типовой расчет ГРП

| Глубина скважины | Начальный дебит скважины | Объем жидкости-пропанто-носителя | Масса песка | Объем продавливаемой жидкости | Время проведения ГРП | Увеличение дебита скважины | Давление для создания эффективного ГРП |
|------------------|--------------------------|----------------------------------|-------------|-------------------------------|----------------------|----------------------------|--|
| 2000 м | 20 м ³ /сут | 26,7 м ³ | 9 т | 46 м ³ | 1ч 29 мин | 2,2 раза | 35,7 МПа |

В связи с экономическими санкциями, наложенными на РФ, отсутствие импорта оборудования является важной причиной замедления разработки трудно извлекаемых запасов газа. Это приводит к необходимости разработки альтернативных способов добычи газа с большой газоотдачей.

В настоящее время в Российской Федерации разрабатываются и вводятся новейшие технологические процессы повышения нефте- и газоотдачи, такие как плазменно-импульсное воздействие на пласт; газодинамический и криодинамический методы разрывы пласта.

Таблица

Методы добычи сланцевого газа

| Методы воздействия на пласт | Метод плазменно-импульсного воздействия | Газодинамический разрыв пласта | Криодинамический разрыв пласта |
|------------------------------------|---|---|--|
| Принцип работы | использование генератора плазменного импульсного воздействия, который преобразует энергию металлической плазмы в импульсное давление в жидкости для очистки призабойной зоны скважины | Расширение трещин в породе происходит за счет сгорания горюче окислительного состава. | основан на применении жидкого азота и использовании двух физических явлений: криостатического расширения пластового флюида при замерзании в микротрещиноватых породах на уровне матрицы, с целью разрушения межкристаллических связей и высыпания продуктов обработки в образовавшиеся поры; термодинамического расширения жидкого азота в пласте при испарении. |
| Затраты на одну операцию | 2,8-3,5 млн. руб. | 1,3 млн. руб. | 2,5 млн. руб. |
| Долговременность эффекта | 12 мес. | 6-24 мес. | 18 мес. |
| Применение на старом и новом фонде | Оптимально как на старых, так и на новых скважинах | Оптимально как на старых, так и на новых скважинах | Оптимально как на старых, так и на новых скважинах |

ГРП является самым распространенным на сегодняшний день методом добычи сланцевого газа. Но из-за ряда недостатков данного метода, в том числе большого ущерба экологии, ученые разрабатывают новые, более дешевые, эффективные и экологически чистые методы добычи сланцевого газа. Рассмотренные выше методы разработки газосланцевых месторождений, являются настолько же эффективными, как и ГРП, но при той же газоотдаче, они более дешёвые и не несут такого большого вреда окружающей среде. Развитие и применение в России экологичных и доступных технологий приведет к усовершенствованию и возможности безопасного освоения месторождений сланцевого газа.

Литература

1. Захарченков И.А. Сланцевая революция: мифы и реальность [Текст] / И. Захарченков // Рынок ценных бумаг. – 2013. – № 6. – С. 30–33.
2. Лесничий В.Г., Николаев В.А. Трудная нефть. Что делать? // Нефть России. – Нефтегазовая вертикаль. – 1998. – № 2. – С. 59–61.
3. Соловьянов А.А. Экологические последствия разработки месторождений сланцевого газа / Александр Соловьянов – М.: Зеленая книга, 2014. – 60 с.
4. Сорокин С.Н., Горячев А.А. Основные проблемы и перспективы добычи сланцевого газа // Сб. ст. по итогам научно-образовательной конференции «Экономика энергетики как направление исследований: передовые рубежи и повседневная реальность». – М., 2012. С. 123–132.
5. Юрчук А.М. Расчеты в добыче нефти – М.: Недрa, 1969. – 240 с.

С Е К Ц И Я 11

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ, АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

П.А. Стрижак

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Доклады, представленные на секцию, полностью отвечают научному направлению и тематике секции.

Актуальность представленных докладов заключается в решении фундаментальных и прикладных задач, направленных на повышение качества современных методов энергоснабжения и автоматизации объектов нефтегазовой отрасли. В докладах рассмотрены методы решения указанных задач с точки зрения модернизации технологических процессов выработки тепловой и электрической энергии, в том числе на объектах децентрализованной энергетики.

Часть работ носит экспериментальный характер. Соответствующие исследования выполнены преимущественно в лабораторных условиях с использованием современного аналитического оборудования и экспериментальных установок для получения современных представлений о фундаментальных закономерностях физико-химических процессов.

В докладах были рассмотрены процессы микро-взрывного измельчения в условиях столкновения капель многокомпонентных жидких топливных композиций являются одними из перспективных направлений в области повышения эффективности газопарокапельных технологий. Такие эффекты способствуют многократному увеличению площади поверхности теплообмена и химического реагирования. Определение условий, необходимых для формирования вторичных капель с требуемыми характеристиками (размеры, скорости движения), позволит обеспечить более эффективные режимы работы технологического оборудования. При этом использовались известные методы решения нелинейных нестационарных дифференциальных уравнений в частных производных (конечных разностей, локально-одномерный, переменных направлений, расщепления, прогонки, итераций и др.), описывающих процессы тепломассопереноса с фазовыми превращениями и химическим реагированием. А также разработаны оригинальные алгоритмы и программные коды в среде программирования MATLAB, а также с использованием коммерческого пакета Ansys Fluent. Приведены результаты экспериментальных исследований распределений вторичных капель по размерам при варьировании группы влияющих факторов (температура нагрева, размер исходных капель, концентрации компонентов) при разных механизмах подвода теплоты к капле (кондуктивный, конвективный, лучистый). Рассмотрены два типа композиций: двухкомпонентные капли без перемешивания, капли приготовленных эмульсий с распределенными по объему микрообъемами воды. В качестве горючих компонентов использованы: дизель, трансформаторное масло, бензин, нефть, рапсовое масло, керосин. Установлено влияние перечисленных выше факторов на характеристики вторичных капель при микро-взрывной фрагментации исходных в условиях столкновения. Для последних (в зависимости от состава) выявлено существование критического размера, при котором достигается максимальное количество вторичных капель.

Также на заседании были рассмотрены и обсуждены вопросы электроэнергетической отрасли.

Для мировой электроэнергетики характерна тенденция роста потребления электроэнергии. Ввиду увеличения негативного влияния на экологическую обстановку и ограниченность мирового запаса углеводородных ресурсов необходимо изучать альтернативные способы выработки электроэнергии, в частности, возобновляемую энергетику. Одной из проблем внедрения возобновляемой генерации технического характера является взаимное влияние объектов на основе возобновляемых источников энергии и электроэнергетической системы. Для оценки оптимальности размещения объектов распределенной генерации в электроэнергетической системе предлагается и исследуется многоцелевая функция, параметрами которой являются потери активной и реактивной мощности, уровень напряжения в узлах схемы и др. Для вычисления многоцелевой функции применяется один из существующих оптимизационных алгоритмов.

В настоящее время в России множество промышленных объектов нефтегазового сектора располагается в труднодоступных и удаленных местах нашей страны. В связи с чем, остро встает вопрос об их электроснабжении. При разработке наиболее оптимальной и эффективной схемы электроснабжения данных объектов необходимо проведение широкого спектра расчетов режимов и процессов на математической модели рассматриваемого энергорайона. На основе анализа текущих проблем и задач, стоящих перед электроэнергетическим комплексом при внедрении возобновляемых источников энергии было предложено использовать Всережимный моделирующий комплекс реального времени электроэнергетических систем, позволяющий детально моделировать реальные энергорайоны с адекватным и достоверным учётом возобновляемых источников энергии. Разработанные программно-аппаратные средства для реализации математической модели системы управления углом тангажа ветротурбины в составе совокупной модели ветроэнергетической установки предоставляют возможность получения наиболее полной и достоверной информации о процессах, протекающих как в отдельных элементах подобных установок, так и в исследуемом энергорайоне в целом, необходимой в дальнейшем для проектирования и анализа наиболее эффективных схем электроснабжения.

Также на заседании секции были заслушаны и обсуждены доклады, посвященные анализу действующих систем электроснабжения для предприятий, осуществляющих разработку и эксплуатацию нефтегазовых месторождений Западной Сибири. Предложены перспективные способы для обеспечения бесперебойного электроснабжения этих районов.

ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ ДО 35 кВ

А.Х. Арутюнян, Н.М. Космынина

Научный руководитель - доцент Н. М. Космынина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Снабжение нефтегазовых производств и комплексов осуществляется с помощью различных устройств и электроустановок, таких как электрические станции, трансформаторы, линии электропередач, коммутационные аппараты. Неотъемлемой частью в обеспечении нефтегазовых комплексов электрической энергией являются высоковольтные выключатели. На рис.1 приведен фрагмент структурной схемы электростанции: генератор, работающий по схеме блока: генератор-двухобмоточный трансформатор; распределительные устройства 35 кВ и 110 кВ; трансформаторы связи между РУ 110 кВ и РУ 35 кВ; внешняя нагрузка на РУ 35 кВ; нагрузка потребителей собственных нужд электростанции, питающаяся с выводов генератора. Условно на схеме показаны для выключателя на 35 кВ.

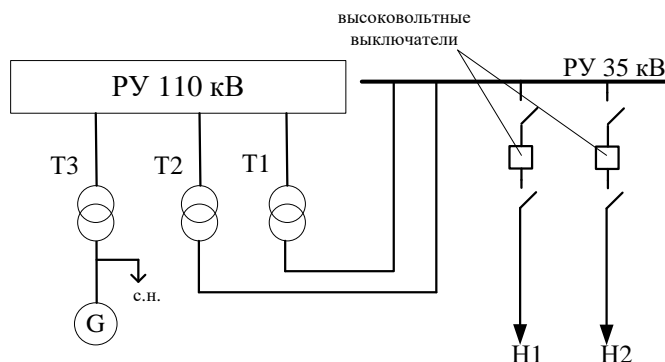


Рис.1 Пример структурной схемы снабжения объекта

Основное назначение высоковольтных выключателей — коммутация электрических цепей и совместная работа с устройствами автоматического повторного включения, повторно включающими отключившийся выключатель через определённое время. Также к выключателям предъявляются особые режимные требования: коммутация цепей, связанная с отсутствием синхронизма, наличием повышенных токов в нормальных режимах; долговечность в течение всего срока эксплуатации (срок службы оборудования не менее 30 лет [2]); пожаробезопасность, недопустимость взрывов; работоспособность при чередовании циклов включения и отключения.

Одним из наиболее распространённых видов такого оборудования являются масляные выключатели. Устанавливаются как в закрытых распределительных устройствах подстанций и электростанций, так и в открытых. Выключатель масляный – выключатель, контакты которого размыкаются и замыкаются в масле.

Существует две разновидности масляных выключателей – маломасляные и баковые. Производство баковых выключателей прекращено, они вытеснены другими типами коммутационных устройств, но они все ещё эксплуатируются в высоковольтных линиях классов напряжений 35-220 кВ. Маломасляные выключатели имеют широкое применение в сетях 6-10 кВ. В масляных выключателях бакового типа масло выполняет роль дугогасящей среды и изоляции. В маломасляных устройствах масло служит лишь для гашения дуги, а изолирование токоведущих деталей и дугогасительного аппарата от замыкания на землю осуществляется через твёрдый изоляционный материал. Все масляные выключатели конструктивно состоят из: подвижного и неподвижного контактов между которыми и возникает дуга, гасящаяся в масле; изоляторы, которые обеспечивают надёжную изоляцию токоведущих частей от корпуса, и друг от друга; баков; приводов к масляным выключателям, которые собраны на мощной включающей катушке. Гашение дуги в таких выключателях происходит за счет ее охлаждения в газопаровой смеси. Для повышения интенсивности гашения в выключателях применяются различные конструктивные решения и особые требования подготовки и контроля масла в течение всего срока службы.

Альтернативой масляным выключателям в сетях до 35 кВ является использование вакуумных выключателей. Особенность выключателя – создание глубокого вакуума: вакуум с давлением порядка 10^{-6} мм рт. ст. К преимуществам данного вида аппаратов коммутации традиционно относят небольшие габариты, в сравнении с масляными выключателями, высокую надёжность, малый шум при переключениях, отсутствие загрязняющих факторов.

Конструкции масляного (а) и вакуумного (б) выключателей приведены на рис. 2.

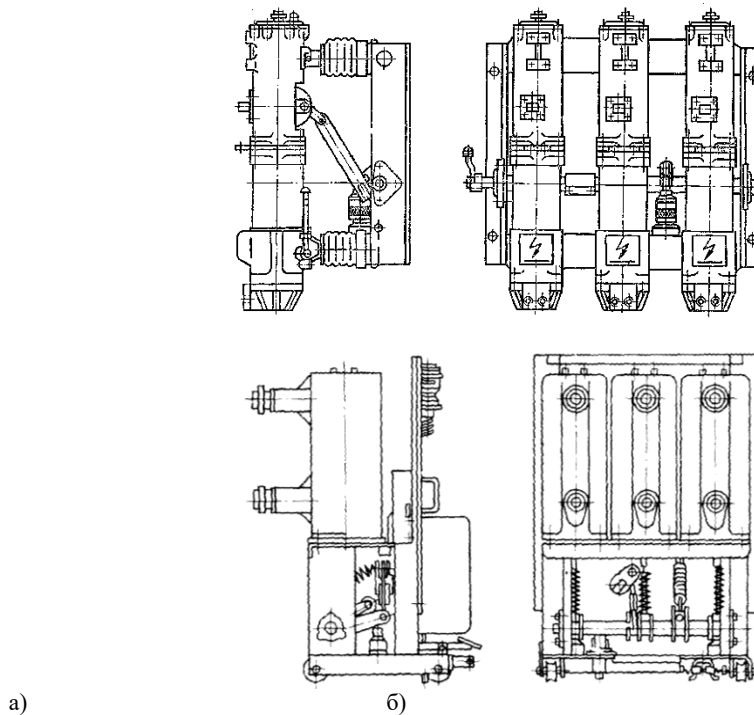


Рис. 2 Конструкция масляного (а) и вакуумного (б) выключателей

Сравнение технических характеристик двух выключателей, рассчитанных на одинаковые номинальное напряжение, номинальный ток и номинальный ток отключения - выключателя вакуумного ВВЭ-10/630 [1] и масляного ВМГ-10/630 [3]. Сравнимые параметры приведено в таблице 1.

Таблица 1

Сравнение технических характеристик оборудования

| Характеристики | ВВЭ-10/630 | ВММ-10/630 |
|--|-------------|------------|
| Напряжение, кВ/Ток, А - номинальные | 10 / 630 | 10 / 630 |
| Ток отключения / ударный, кА | 20 / 52 | 20 / 52 |
| Время отключения собственное/полное, сек | 0,05 / 0,08 | 0,1 / 0,12 |
| Паспортный срок службы, лет | 25 | 30 |

Как видно из таблицы, имея практически идентичные характеристики вакуумный выключатель выигрывает у масляного в таких параметрах, как время отключения и коммутационный ресурс, незначительно проигрывая в рассчитываемом сроке службы. Главное преимущество вакуумного выключателя в том, что он не требует капитальных ремонтов в течение его срока эксплуатации, а только лишь профилактический контроль. Важно также заметить, что после 2000 отключений выключателя ВМГ-10/630 в обязательном порядке проводится капитальный ремонт оборудования. Плановый осмотр масляного выключателя требует большего количества операций по сравнению с вакуумным: проверка уровня масла и степени его чистоты, проверка на отсутствие течей масла из цилиндров полюсов. Капитальный ремонт для масляного выключателя включает практически полную разборку выключателя; сложные операции по осмотру и ремонту всех составных частей: токоведущих частей, приводного механизма, изоляционных конструкций, дугогасительной камеры; контактной и изоляционной систем и другого составляющего оборудования. Из всего вышперечисленного можно сделать вывод, что использование вакуумных выключателей вместо масляных более экономически эффективно при прочих равных условиях эксплуатации. Но в зависимости от требуемых параметров, которые обусловлены различными особенностями эксплуатации, может осуществляться выбор того или иного типа выключателя.

Литература

1. Выключатели вакуумные типа ВВЭ-М-10-20. 674152.009 РЭ. Руководство по эксплуатации / Электротехнический завод «КОНСТАЛИН»/ Челябинск.
2. ГОСТ Р 52565-2006. Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия.
3. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие/ Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков: учебное пособие / — Санкт-Петербург: БХВ-Петербург, 2013. — 607 с.: илл.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕПЛОПЕРЕНОСА ПРИ НАГРЕВАНИИ КАБЕЛЬНЫХ ТЕРМОПАР

Ю.К. Атрошенко, Ю.Е. Балахнина

Научный руководитель - старший преподаватель Ю.К. Атрошенко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Кабельные термопары получили широкое распространение в качестве датчиков температуры на современных промышленных и хозяйственных объектах. Связано это, прежде всего, с более удобной для монтажа конструкцией, а также меньшей инерционностью по сравнению с проволочными термопарами [4, 5]. Основное отличие таких датчиков от проволочных термопар заключается в использовании термопарного кабеля. При этом конструкция рабочего конца чувствительного элемента таких датчиков отличается от проволочных только размерами: для кабельных термопар возможны меньшие значения диаметра термоэлектродов и чувствительного элемента в целом, что позволяет получить меньшие значения инерционности.

При проектировании систем управления, а также систем защит и блокировок большое значение имеет знание характеристик работы средств измерения температуры. Это связано с тем, что диапазон измерений, инерционность работы, монтажные размеры и другие параметры оказывают определяющее влияние не только на выбор типа датчика, но и на параметры настройки проектируемой системы [1]. В связи с этим прогностический математический аппарат, позволяющий моделировать различные условия измерений, будет полезен как обслуживающим службам КИПиА, так и инженерам-разработчикам.

Конструкция кабельной термопары показана на рис. 1, а. Конструкция рабочего конца чувствительного элемента показана на рисунке 1, б.

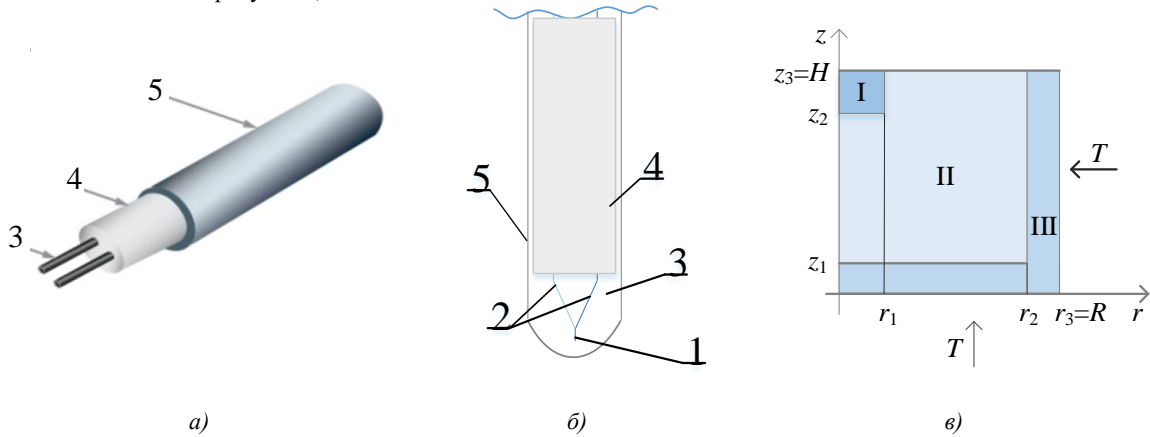


Рис. 1. Конструкция кабельной термопары (а), рабочего конца чувствительного элемента (б) и область решения задачи теплопереноса (в): 1, I – спай термопары; 2 – термоэлектроды; 3, II – изолирующий порошок; 4 – минеральная изоляция кабеля; 5, III – металлический чехол

В процессе моделирования рассматривались условия равномерного нагревания датчика (поддержание постоянной температуры на наружной поверхности датчика). Требуемая длительность выполнения измерения определялась как продолжительность достижения спаем термопары измеряемой температуры в пределах допускаемой погрешности, устанавливаемой нормативными документами [2].

Начальная температура чувствительного элемента датчика соответствует нормальным условиям и составляет 293 К. Область решения задачи теплопереноса показана на рис. 1, в. Рассматриваемая система представляет собой неоднородную систему «спай – изолирующий порошок – защитный чехол». Процесс теплопереноса в описанной системе описывается системой дифференциальных уравнений:

$$c_I \rho_I \frac{\partial T_I}{\partial t} = \lambda_I \left(\frac{\partial^2 T_I}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_I}{\partial r} + \frac{\partial^2 T_I}{\partial z^2} \right), t > 0, 0 < r < r_1, z_2 < z < H; \quad (1)$$

$$c_{II} \rho_{II} \frac{\partial T_{II}}{\partial t} = \lambda_{II} \left(\frac{\partial^2 T_{II}}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_{II}}{\partial r} + \frac{\partial^2 T_{II}}{\partial z^2} \right), t > 0, 0 < r < r_2, z_1 < z < z_2; r_1 < r < r_2, z_2 < z < H; \quad (2)$$

$$c_{III} \rho_{III} \frac{\partial T_{III}}{\partial t} = \lambda_{III} \left(\frac{\partial^2 T_{III}}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_{III}}{\partial r} + \frac{\partial^2 T_{III}}{\partial z^2} \right), t > 0, 0 < r < r_3, 0 < z < z_1; r_2 < r < r_3, z_1 < z < H. \quad (3)$$

В приведенных уравнениях применены следующие обозначения: r – радиальная координата, м; z – осевая координата, м. Остальные обозначения соответствуют приведенным в таблице ниже. На внутренних границах системы установлены граничные условия IV рода, крайвые условия применены аналогично моделям в работе [3].

Решение системы уравнений (1) – (3) выполняется методом конечных разностей с применением программного комплекса Matlab [3]. Теплофизические характеристики элементов конструкции типичного термопарного датчика (рис. 1) аппроксимированы в рассматриваемом диапазоне температур методом наименьших квадратов по справочным значениям [3, 6] и приведены в таблице 1.

Таблица 1

Аппроксимационные выражения для определения теплофизических характеристик элементов термопары

| Элемент | Характеристика | Ед. изм. | Аппроксимационное выражение |
|---|--|-------------------|--|
| Спай термопары ТХА (К) | Плотность ρ | кг/м ³ | 8825 (постоянное значение) |
| | Коэффициент теплопроводности λ | Вт/(м·°С) | $-9 \cdot 10^{-7} \cdot T^2 + 0,0237 \cdot T + 15,07$ |
| | Удельная теплоемкость c | Дж/(кг·°С) | $-5 \cdot 10^{-9} \cdot T^2 + 0,126 \cdot T + 414,69$ |
| Минеральная изоляция MgO | Плотность ρ | кг/м ³ | $-3 \cdot 10^{-5} \cdot T^2 - 0,1041 \cdot T + 3613,9$ |
| | Коэффициент теплопроводности λ | Вт/(м·°С) | $2 \cdot 10^{-15} \cdot T^6 - 10^{-11} \cdot T^5 + 3 \cdot 10^{-8} \cdot T^4 - 3 \cdot 10^{-5} \cdot T^3 + 0,0164 \cdot T^2 - 5,0543 \cdot T + 668,32$ |
| | Удельная теплоемкость c | Дж/(кг·°С) | $-9 \cdot 10^{-10} \cdot T^4 + 4 \cdot 10^{-6} \cdot T^3 - 0,0052 \cdot T^2 + 3,5244 \cdot T + 254,25$ |
| Минеральная изоляция Al ₂ O ₃ | Плотность ρ | кг/м ³ | $-9 \cdot 10^{-6} \cdot T^2 - 0,0888 \cdot T + 3997,6$ |
| | Коэффициент теплопроводности λ | Вт/(м·°С) | $-4 \cdot 10^{-12} \cdot T^5 + 10^{-8} \cdot T^4 - 10^{-5} \cdot T^3 + 0,0076 \cdot T^2 - 2,2283 \cdot T + 229,5$ |
| | Удельная теплоемкость c | Дж/(кг·°С) | $-10^{-8} \cdot T^4 + 3 \cdot 10^{-5} \cdot T^3 - 0,0266 \cdot T^2 + 12,404 \cdot T - 1186,7$ |
| Защитный чехол Сталь 12X18Н10Т | Плотность ρ | кг/м ³ | $5 \cdot 10^{-8} \cdot T^4 - 0,0002 \cdot T^3 + 0,1976 \cdot T^2 - 106,14 \cdot T + 29107$ |
| | Коэффициент теплопроводности λ | Вт/(м·°С) | $0,015 \cdot T + 10,405$ |
| | Удельная теплоемкость c | Дж/(кг·°С) | 538 (постоянное значение) |

Распределение температуры в рабочем конце чувствительного элемента кабельной хромель-алюмелевой термопары (типа К) показано на рис. 2.

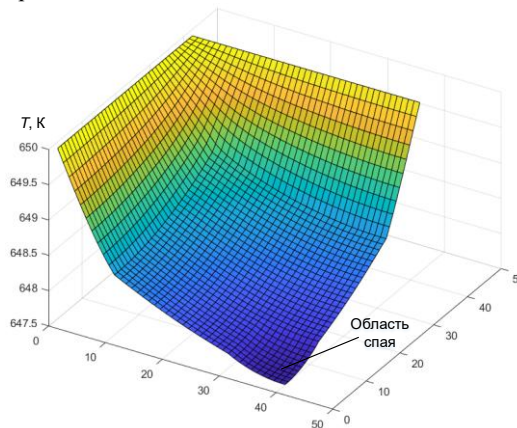


Рис. 2. Температурное поле в чувствительном элементе кабельной термопары типа ТХА (К)

Разработана модель процесса теплопереноса, описывающая нагревание рабочего конца кабельной термопары в процессе ее эксплуатации. Описанная модель позволяет выполнять прогностические расчеты параметров работы термопарных датчиков в различных условиях монтажа. Полученные результаты могут быть использованы как в процессе эксплуатации измерительных преобразователей, так и на этапе проектирования систем автоматического регулирования и блокировок.

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта РФФИ (проект № 18-38-00028).

Литература

1. Атрошенко Ю.К., Стрижак П.А. Необходимое время измерения термоэлектрическими преобразователями с защитными гильзами // Датчики и системы. – Москва, 2015. – № 5 (192). – С. 23 – 27 с.
2. ГОСТ 6616-94. Преобразователи термоэлектрические: общие технические условия. – М.: Издательство стандартов, 1998. – 15 с.
3. Самарский А.А. Теория разностных схем. М.: Наука. 1989. – 616 с.
4. Тимонин А.С., Донецкий В.И., Петрунин С.Л. Испытания по оценке живучести внутриреакторных термопар при запроектной аварии // Вопросы атомной науки и техники. Серия: Физика ядерных реакторов. – Москва, 2018. – № 3. – С. 106 – 112 с.
5. Филиппович П.А., Гурова С.А. Метод снижения инерционности термопарного кабеля КТМС на основе переменного сечения для повышения надежности в авиационной и ракетно-космической технике // Информационно-технологический вестник. – Королев, 2019. – № 2 (20). – С. 65 – 71 с.

**ОБ УСЛОВИЯХ ПОЛУЧЕНИЯ ДОСТОВЕРНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ
КАБЕЛЬНЫМИ ТЕРМОПАРАМИ**

Ю.К. Атрошенко, О.С. Гайдукова

Научный руководитель - старший преподаватель Ю.К. Атрошенко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Задача оперативного получения достоверных результатов измерения является одной из основных проблем метрологии. Важность решения вопроса обусловлена тем, что измерительные системы сегодня используются практически во всех отраслях промышленности: энергетика, нефтегазовый комплекс, металлургия и других.

Наиболее современным и распространенным средством измерения температуры являются кабельные термоэлектрические преобразователи различных градуировок. Преимуществом кабельных термопар является большее быстродействие и удобство монтажа на объекте контроля [2]. Однако для кабельных термопар характерны те же источники погрешности, что и для кабельных термоэлектрических преобразователей: нестабильность ЭДС, влияние внешних магнитных полей, неполный тепловой контакт с объектом измерения и другие [1]. Для прогностической оценки вероятной погрешности измерения, возникающей вследствие неполного контакта может быть использован аппарат математического моделирования процесса теплопереноса при нагревании датчика [1].

Так как определяющее влияние на результирующую ЭДС оказывают значения температур рабочего спая и холодных концов термопары, то в задаче теплопереноса будет рассматриваться процесс нагревания чувствительно элемента до спая включительно. Схема области решения задачи теплопроводности показана на рисунке 1.

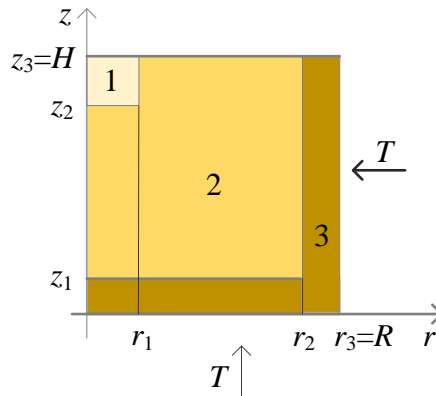


Рис. 1. Схема области решения задачи теплопереноса: 1 – спай термопары; 3 – изолирующий порошок; 2 – защитный чехол; z – осевая координата; r – радиальная координата; T – измеряемая температура; H – высота чувствительного элемента; R – радиус чувствительного элемента термопары

Процесс теплопереноса в рассматриваемой системе «спай – изоляция – чехол» описывается системой дифференциальных уравнений:

$$c_1 \rho_1 \frac{\partial T_1}{\partial t} = \lambda_1 \left(\frac{\partial^2 T_1}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_1}{\partial r} + \frac{\partial^2 T_1}{\partial z^2} \right), t > 0, 0 < r < r_1, z_2 < z < H; \quad (1)$$

$$c_2 \rho_2 \frac{\partial T_2}{\partial t} = \lambda_2 \left(\frac{\partial^2 T_2}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_2}{\partial r} + \frac{\partial^2 T_2}{\partial z^2} \right), t > 0, 0 < r < r_2, z_1 < z < z_2; r_1 < r < r_2, z_2 < z < H; \quad (2)$$

$$c_3 \rho_3 \frac{\partial T_3}{\partial t} = \lambda_3 \left(\frac{\partial^2 T_3}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_3}{\partial r} + \frac{\partial^2 T_3}{\partial z^2} \right), t > 0, 0 < r < r_3, 0 < z < z_1; r_2 < r < r_3, z_1 < z < H. \quad (3)$$

В системе уравнений применены следующие обозначения: t – время, с; T_i – температура, К; c – удельная теплоемкость, Дж/(кг·К); ρ – плотность, кг/м³; λ – коэффициент теплопроводности, Вт/(м·К).

На внутренних границах системы ($r=r_1, z=z_2, r=r_2, z=z_1$) приняты граничные условия IV рода [1]. На границе $r=R$ заданы граничные условия первого рода: $r=R, T=T_r$, где T_r – измеряемое значение температуры. Граничные условия $r=0$ (условие симметрии):

$$r=0, \frac{\partial T}{\partial r} = 0.$$

На границе $z=0$ заданы условия: $z=0; T=T_r$.

$$\text{Граничные условия на границе } z=H; \frac{\partial T}{\partial r} = 0.$$

Область решения задачи (рис. 1) разбита на равномерную сетку с шагом $2,5 \cdot 10^{-2}$ мм. Шаг по временной сетке составлял $\Delta t = 10^{-3}$ с.

Система уравнений 1 – 3 с соответствующими начальными и граничными условиями решались с применением метода конечных разностей [3]. Теплофизические характеристики элементов (спай, изолирующий порошок, металлический чехол) аппроксимированы методом наименьших квадратов по справочным значениям [4,

5]. В таблице приведены результаты расчета необходимой длительности нагревания датчика для получения достоверных результатов измерений хромель-алюмелевой термопарой для различных видов изоляции – оксида магния MgO и окиси алюминия Al_2O_3 . Расчеты выполнены для разных диаметров чувствительного элемента d .

Таблица 1

Требуемые длительности нагревания датчика для получения достоверных результатов измерений

| T, К | d=4 | | d=5 | | d=6 | | d=7 | | d=8 | |
|------|-------|--------------------------------|-------|--------------------------------|-------|--------------------------------|-------|--------------------------------|-------|--------------------------------|
| | MgO | Al ₂ O ₃ | MgO | Al ₂ O ₃ | MgO | Al ₂ O ₃ | MgO | Al ₂ O ₃ | MgO | Al ₂ O ₃ |
| 300 | 0,190 | 0,189 | 0,283 | 0,281 | 0,484 | 0,482 | 0,592 | 0,589 | 0,752 | 0,749 |
| 400 | 0,433 | 0,431 | 0,644 | 0,641 | 1,109 | 1,107 | 1,356 | 1,351 | 1,718 | 1,712 |
| 500 | 0,491 | 0,490 | 0,731 | 0,782 | 1,261 | 1,258 | 1,541 | 1,536 | 1,952 | 1,945 |
| 600 | 0,527 | 0,525 | 0,783 | 0,780 | 1,351 | 1,348 | 1,651 | 1,646 | 2,092 | 2,085 |
| 700 | 0,552 | 0,550 | 0,821 | 0,817 | 1,416 | 1,413 | 1,730 | 1,725 | 2,192 | 2,184 |
| 800 | 0,571 | 0,569 | 0,850 | 0,846 | 1,466 | 1,463 | 1,792 | 1,786 | 2,269 | 2,262 |

Из таблицы видно, что для одинаковых условий (диаметр чувствительного элемента, тип термопары) требуемое время нагревания датчиков с изоляцией из порошка окиси алюминия будет меньше. При этом разница в полученных значениях увеличивается с ростом измеряемой температуры, а также с увеличением размеров чувствительного элемента. На рисунке 2 показаны зависимости требуемой длительности выполнения измерений от контролируемой температуры для термопар типа ТХА (К) и ТЖК (J).

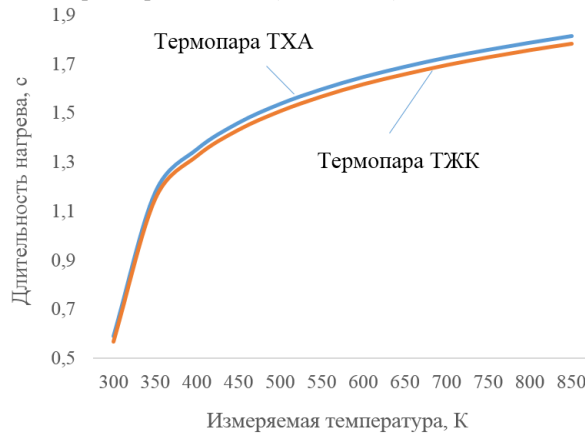


Рис. 2. Зависимость требуемой длительности нагревания кабельных термопар типа ТХА (К) и ТЖК (J)

В работе представлены результаты моделирования процесса теплопереноса в чувствительном элементе кабельных термопар типов ТХА (К) и ТЖК (J) с различными типами изолирующего порошка. Определено, что длительность нагревания хромель-алюмелевой термопары превышает этот показатель для железо-константановых термопар, в среднем, на 1 %. Также определено, что термопары, изоляция которых выполнена из окиси алюминия являются менее инерционными по сравнению с датчиками с изоляцией из оксида магния. Полученные результаты могут быть использованы при проектировании систем автоматического контроля и управления, а также систем автоматических блокировок и защит.

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта РФФИ (проект № 18-38-00028).

Литература

1. Yashutina O.S., Atroshenko Y.K., Strizhak P.A. Mathematical Simulation of Thermal Contact of the Thermocouple for Research of an Error of Measurements // Recent Advances in Mathematical Methods in Applied Sciences. – Saint Petersburg, 2014. – P. 280 – 283.
2. Гук О.П., Стадник Б.И., Яцишин С.П. Высокоресурсные кабельные термоэлектрические преобразователи температуры. Проблемы надежности // Термоэлектричество. – Черновцы, Украина, 2004. – № 2. – С. 74 – 79.
3. Самарский А.А. Теория разностных схем. М.: Наука. 1989. – 616 с.
4. Чиркин В.С. Теплофизические свойства материалов: справочное руководство. – М.: Физмалит, 1959. – 356 с.
5. Шелудяк Ю.Е., Кашпоров Л.Я., Малини Л.А., Цалков В.Н. Теплофизические характеристики компонентов горючих систем. – м.: НПО «Информ ТЭИ», 1992. – 184 с.

**РАСЧЕТ УЩЕРБА ТЕПЛОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ МОЩНОСТЬЮ 460 МВт ПО
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЮ**

С.С. Ворошилов, Н. М. Космынина

Научный руководитель - доцент Н. М. Космынина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В работе будет проведено исследование ущерба тепловой электростанции с точки зрения выдачи мощности потребителя с учетом качества энергии.

Структурная схема электростанции приведена на рис. 1 [1].

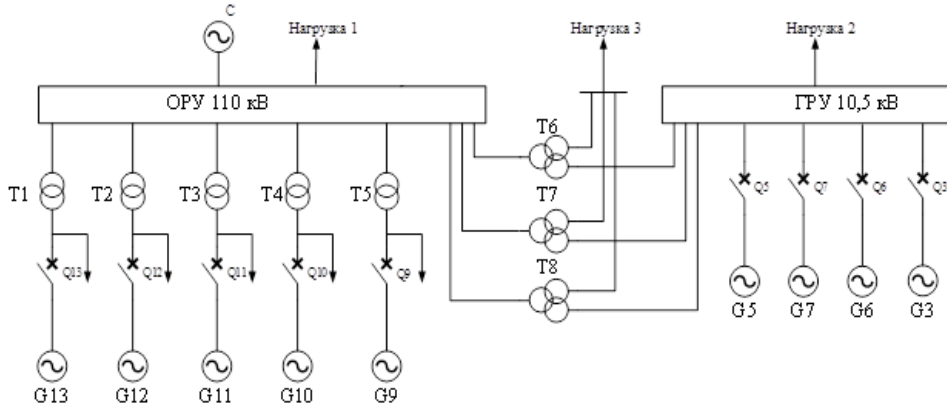


Рис. 1 Структурная схема электростанции

На рис.1 изображены: генерирующее оборудование - турбогенераторы; открытое и закрытое распределительные устройства с напряжениями 110 кВ и 10,5 кВ; а также все связи турбогенераторов и трансформаторов с 10,5 кВ и 110 кВ.

В таблице 1 представлены характеристики источников электроэнергии [2].

Таблица 1

Число и мощность источников электроэнергии (МВт) со станционной маркировкой

| Мощность, МВт | Тип | Обозначение на схеме |
|---------------|-------|----------------------|
| 110 | ТВФ | G13, G12 |
| 100 | ТВФ | G11 |
| 63 | ТВФ- | G10 |
| 60 | ТВФ- | G9 |
| 12 | T-12- | G5, G7 |
| 36 | ТФП | G6 |
| 32 | T | G3 |

В таблице 2 приведены данные силовых трансформаторов электростанции [2].

Таблица 2

Каталожные данные трансформаторов

| Обозначение на схеме | Тип | S _{НОМ} , МВ·А | U _{НОМ} , кВ | | |
|----------------------|----------------|-------------------------|-----------------------|------|------|
| | | | ВН | СН | НН |
| T1, T2, T3 | ТДЦ-125000/110 | 125 | 121 | - | 10,5 |
| T4, T5 | ТДЦ-80000/110 | 80 | 121 | - | 10,5 |
| T6, T7, T8 | ТДТН-63000/110 | 63 | 115 | 38,5 | 10,5 |

Для расчета надежности схемы выдачи мощности потребителям и ущерба используется таблично-логический метод [3], основные выражения которого приведены на рис.2. Исходные данные: доля энергоблоков: мощности и структурные обозначения приведены в табл. 2; T_{уст}=7000 ч/год; мощность собственных нужд 10% от P_{ном, г.}; местный промышленный район на напряжении 10,5 кВ; cos_φ=0,8; P_{нагр 1}=195 МВт; P_{нагр 2}=44 МВт; P_{нагр 3}=30 МВт.

Далее приводятся примеры расчетов.

Вероятность ремонтных режимов.

Энергоблоки: $qr, B = \frac{\omega \cdot T_b + \mu \cdot T_p}{8760} = \frac{11 \cdot 120 + 1 \cdot 600}{8760} = 0,219$, где $\omega=11$ 1/год, $T_b=120$ ч/1, $\mu=1$ 1/год, $T_p=600$ ч/1;

Трансформатор связи: $qr, TC = \frac{\omega \cdot T_b + \mu \cdot T_p}{8760} = \frac{0,04 \cdot 200 + 1 \cdot 70}{8760} = 0,0089$, где $\omega=0,04$ 1/год, $T_b=200$ ч/1, $\mu=1$ 1/год,

T_p=70 ч/1.

Среднегодовой недоотпуск электроэнергии в систему из-за отказов трансформаторов блоков:

Для блока, присоединенного к РУ 110 кВ:

$$\Delta W_{Г13} = P_{ном,Г13} \cdot \frac{T_{уст}}{8760} \cdot (\omega_t \cdot T_t + \omega_b \cdot T_b)(1 - \text{qr}, Б) = 110 \cdot 10^3 \cdot \frac{7000}{8760} \cdot (0,04 \cdot 200 + 0,04 \cdot 20)(1 - 0,219) = 0,604 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \frac{\text{ч}}{\text{год}}$$

Полный ущерб

$$Y = Y_c + Y_f + Y_{потр}$$

Системный ущерб

$$Y_c = y_{0,c} \cdot \Delta W_{Г,ε}$$

$y_{0,c}$ – удельное значение системного ущерба

$\Delta W_{Г,ε}$ – суммарный недоотпуск электроэнергии в систему

Ущерб снижения частоты

$$Y_f = P_{max} \sum_1^m y_{0,fij} \omega_{ij} T_{ij \frac{\Delta t}{24}}$$

T_{max} – число часов использования максимальной нагрузки в системе, ч/год;

m – число аварийных ситуаций в проектируемой установке;

Δt – длительность суточного максимума нагрузки в системе (1-2 ч);

ω_{ij} – средняя частота за год ij -й аварий, 1/год;

T_{ij} – средняя длительность ij -й аварий, 1/год.

Ущерб внезапных нарушений электроснабжения

$$Y_{потр} = y_{0,потр} \cdot \Delta W_{потр}$$

$y_{0,потр}$ – удельный ущерб от перерывов в электроснабжении потребителей отключаемых АЧР;

$\Delta W_{потр}$ – недоотпуск электроэнергии потребителям.

Рис. 2 Выражения для ущерба согласно [3]

Аналогичным образом определяется среднегодовой недоотпуск электроэнергии для остальных блоков:

$$\Delta W_{Г12} = P_{ном,Г12} \cdot \frac{T_{уст}}{8760} \cdot (\omega_t \cdot T_t + \omega_b \cdot T_b)(1 - \text{qr}, Б) = 0,604 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \frac{\text{ч}}{\text{год}};$$

$$\Delta W_{Г11} = P_{ном,Г11} \cdot \frac{T_{уст}}{8760} \cdot (\omega_t \cdot T_t + \omega_b \cdot T_b)(1 - \text{qr}, Б) = 0,549 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \frac{\text{ч}}{\text{год}};$$

$$\Delta W_{Г10} = P_{ном,Г10} \cdot \frac{T_{уст}}{8760} \cdot (\omega_t \cdot T_t + \omega_b \cdot T_b)(1 - \text{qr}, Б) = 0,346 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \frac{\text{ч}}{\text{год}};$$

$$\Delta W_{Г9} = P_{ном,Г9} \cdot \frac{T_{уст}}{8760} \cdot (\omega_t \cdot T_t + \omega_b \cdot T_b)(1 - \text{qr}, Б) = 0,33 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \frac{\text{ч}}{\text{год}}.$$

Для генераторов, присоединенных к РУ 10,5 кВ:

$$\Delta W_{Г5} = P_{ном,Г5} \cdot \frac{T_{уст}}{8760} \cdot \omega_b \cdot (\mu - \text{qr}, Б) \cdot T_b = 12 \cdot 10^3 \cdot \frac{7000}{8760} \cdot 0,04 \cdot (1 - 0,219) \cdot 20 = 5,99 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \frac{\text{ч}}{\text{год}};$$

$$\Delta W_{Г7} = P_{ном,Г7} \cdot \frac{T_{уст}}{8760} \cdot \omega_b \cdot (\mu - \text{qr}, Б) \cdot T_b = 12 \cdot 10^3 \cdot \frac{7000}{8760} \cdot 0,04 \cdot (1 - 0,219) \cdot 20 = 5,99 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \frac{\text{ч}}{\text{год}};$$

$$\Delta W_{Г6} = P_{ном,Г6} \cdot \frac{T_{уст}}{8760} \cdot \omega_b \cdot (\mu - \text{qr}, Б) \cdot T_b = 36 \cdot 10^3 \cdot \frac{7000}{8760} \cdot 0,04 \cdot (1 - 0,219) \cdot 20 = 17,974 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \frac{\text{ч}}{\text{год}};$$

$$\Delta W_{Г3} = P_{ном,Г3} \cdot \frac{T_{уст}}{8760} \cdot \omega_b \cdot (\mu - \text{qr}, Б) \cdot T_b = 32 \cdot 10^3 \cdot \frac{7000}{8760} \cdot 0,04 \cdot (1 - 0,219) \cdot 20 = 15,977 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \frac{\text{ч}}{\text{год}}.$$

Суммарный среднегодовой недоотпуск электроэнергии в систему:

$$\Delta W_{Г} = \Delta W_{Г13} + \Delta W_{Г12} + \Delta W_{Г11} + \Delta W_{Г10} + \Delta W_{Г9} + \Delta W_{Г7} + \Delta W_{Г5} + \Delta W_{Г6} + \Delta W_{Г3} = 0,604 \cdot 10^6 + 0,604 \cdot 10^6 + 0,549 \cdot 10^6 + 0,346 \cdot 10^6 + 0,33 \cdot 10^6 + 5,99 \cdot 10^3 + 5,99 \cdot 10^3 + 17,974 \cdot 10^3 + 15,977 \cdot 10^3 = 2,479 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}.$$

Среднегодовой ущерб от недоотпуска электроэнергии в систему:

$$Y_c = 0,15 \cdot 10^{-3} \cdot 2,479 \cdot 10^6 = 372 \text{ тыс. руб./год}.$$

Литература

1. Ворошилов, С. С. Исследование надежности схемы выдачи электроэнергии электростанции [Электронный ресурс] // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIII Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых. Томск, 8-12 апреля 2019 г. в 2 т. / Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Инженерная школа природных ресурсов; гл. ред. А. С. Боев; под ред. Е. Ю. Пасечник. — 2019. — Т. 2. — [С. 224-225]. — Заглавие с экрана. — Свободный доступ из сети Интернет. Режим доступа: <http://earchive.tpu.ru/handle/11683/56223>
2. Неклепаев Б. Н.; Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. пособие / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – 5-е изд., стер. – СПб.: БХВ-Петербург, 2014. – 608 с.: ил.
3. Околович М. Н. Проектирование электрических станций: Учебник для вузов. – М.: Энергоиздат, 1982. – 400 с.: ил.

АНАЛИЗ СТРУКТУРНОЙ СХЕМЫ ТОМЬ–УСИНСКОЙ ГРЭС

А.С. Виноградов, Н. М. Космынина

Научный руководитель - доцент Н. М. Космынина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Питание электрической энергией потребителей нефтяной промышленности осуществляется от сетей энергосистем или от собственных местных электрических станций. Потребители с большой установленной мощностью электрифицированных механизмов, например, перекачивающие насосные станции магистральных трубопроводов, комплекс установок нефтяных промыслов, как правило, питаются от электростанций, входящих в энергосистему. Именно такой электростанцией является Томь–Усинская ГРЭС, которая предназначена для покрытия базисных нагрузок Кузбасской энергосистемы.

Станция введена в эксплуатацию 6 ноября 1958 года. Последние модернизации происходили в 2014 году: были установлены две новые турбины мощностью по 121,4 и 124 МВт и установлено новое вспомогательное оборудование [6].

Цель доклада: проанализировать соответствие структурной схемы нормативным материалам по проектированию: СП ТЭС-2007 "Свод правил по проектированию тепловых электрических станций" [5].

Структурная схема электростанции приведена на рис. 1 [1].

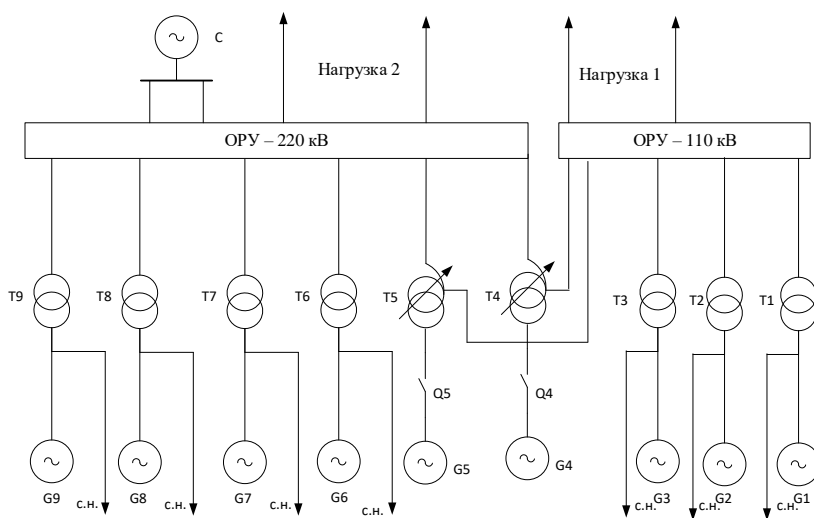


Рис.1 Структура электрической части электростанции

Таблица 1

Характеристики турбогенераторов

| Тип; обозначение на схеме | Вид системы возбуждения | Описание системы охлаждения | | | |
|---------------------------------|--|-----------------------------|------------|-----------------------------|------------|
| | | Статора | | Ротора | |
| | | Обмотки | Стали | Обмотки | Бочки |
| ТГВ-200-2У3 (G6, G7, G8, G9) | Тиристорная схема независимого возбуждения; самовозбуждение; бесщеточное | Водяное | Водородное | Водород непосредственно | Водородное |
| ТВ2-100-2Е (G1, G2, G3) | Тиристорная система независимого возбуждения и тиристорная система самовозбуждения | Водород косвенно | Водородное | Водород косвенно | |
| ТВФ-125-2У3 (G4, G5) | Возбуждение от машинного возбудителя переменного тока повышенной частоты | Косвенно водородное | Водородное | Непосредственное водородное | |

Для турбогенератора ТВ2-100-2Е данные взяты из [2]. Для турбогенератора ТВФ-125 данные приняты по ближайшему по мощности турбогенератору - ТВФ - 120 2У3 - [4]. Для турбогенератора ТГВ-200 данные приняты по [3].

Типы силовых трансформаторов и автотрансформаторов: ТДЦ–125000/110, на схеме обозначены – Т1, Т2, Т3; ТДЦ–250000/220, на схеме обозначены – Т6, Т7, Т8, Т9; АДЦТН – 250000/220/110; на схеме обозначены Т4, Т5.

Схема электрических соединений ОРУ 110 кВ представлена на рис. 2. [1].

В докладе приведены результаты проверки соответствия приведенных выше схем современным нормам технологического проектирования тепловых электростанций Соответствие структурной схемы нормативным материалам по проектированию [5].

Результаты сведены в таблицу 2.

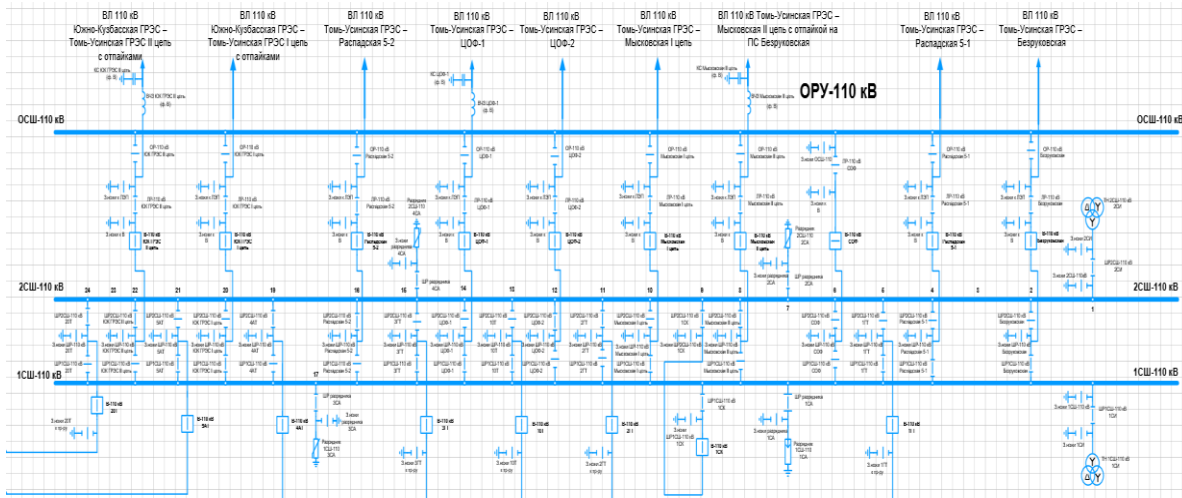


Рис. 2 Схема электрических соединений ОРУ-110 кВ

Таблица 2

Соответствие структурной схемы электростанции нормативным материалам по проектированию [4]

| Объект структурной схемы Томь-Усинской ГРЭС | Вид проверки | Описание | Результат соответствия |
|--|---|--|------------------------|
| Турбогенераторы | Системы охлаждения | Косвенно водородное Непосредственное водородное | Соответствует |
| Турбогенераторы | Системы возбуждения | Тиристорная система независимого возбуждения; самовозбуждения, высокочастотная | Соответствует частично |
| Блоки генератор-трансформатор | Схемы блоков | Блочное | Соответствует |
| Силовые трансформаторы автотрансформаторы | Типы | Трехфазные | Соответствует |
| Распределительные устройства | Связь между распределительными устройствами | Блочные автотрансформаторы с РПН | Соответствует |
| | Схемы электрических соединений | Две рабочие системы сборных шин с обходной | Соответствует |
| Собственные нужды | Питание | Два резервных трансформаторов собственных нужд | Соответствует |

Литература

- Виноградов, А. С. Анализ электроснабжения Томь-Усинской ГРЭС [Электронный ресурс] / А. С. Виноградов, Н. М. Космынина; науч. рук. Н. М. Космынина // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIII Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня рождения академика К. И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения профессора К. В. Радугина, Томск, 8-12 апреля 2019 г. в 2 т. / Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Инженерная школа природных ресурсов; гл. ред. А. С. Боев; под ред. Е. Ю. Пасечник. — 2019. — Т. 2. — [С. 220-222]. — Заглавие с экрана. — Свободный доступ из сети Интернет. Режим доступа: <http://earchive.tpu.ru/handle/11683/56221>
- Каталоги и справочники по электротехнике на 01.01.2001. — М.: Информэнерго, 2001. — 176 с.
- Макаричев Ю.А., Овсянников В.Н. М 15 Синхронные машины: учеб.пособ./ Ю.А. Макаричев, В.Н. Овсянников. — Самара. Самар.гос.техн.ун-т, 2010. - 156с.: <https://docplayer.ru/25994993-Yu-a-makarichev-v-n-ovsyannikov-sinhronnye-mashiny-utverzhdeno-redakcionno-izdatelskim-sovetom-universiteta-v-kachestve-uchebnogo-posobiya.html>
- Неклепаев Б. Н.; Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. пособие / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. — 5-е изд., стер. — СПб: БХВ-Петербург, 2014. — 608 с.: ил. - (Учебная литература для вузов).
- Свод правил по проектированию тепловых электрических станций СП ТЭС-2007. - РАО "ЕЭС РОССИИ", 2007 г.
- Томь-Усинская ГРЭС URL: <http://sibgenco.ru/about/enterprise/40838/> (дата обращения: 10.12.18).

**СРАВНЕНИЕ УГЛЯ И ТОПЛИВНЫХ СУСПЕНЗИЙ ИЗ ОТХОДОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ
МЕТОДОВ МНОГОФАКТОРНОГО АНАЛИЗА**

В.В. Дорохов

Научный руководитель - доцент К.Ю. Вершинина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одним из основополагающих условий нормальной экономической жизни является бесперебойное, достаточное и эффективное производство тепла и электроэнергии. Согласно [1], за период 1973–2016 гг. в структуре первичных источников энергии произошли перемены, которые выразились в перераспределении долей отдельных категорий энергетических источников, включающих традиционные ископаемые топлива, возобновляемую энергетику, биотоплива, атомную и гидроэнергетику. Однако нефть, уголь и природный газ по-прежнему составляют основу для обеспечения энергетических предприятий, транспорта и промышленности.

Одними из недостаточно оцененных (особенно в странах-экспортерах) ресурсов, которые могут стать альтернативным сырьем для получения энергии, являются отходы угле- и нефтепереработки. С учетом ежегодного прироста объемов потребления нефти и угля [1], количество таких отходов растет пропорционально объемам производства таких ресурсов.

Задачи определения энергетических и экологических параметров сжигания топливных смесей из отходов решались в ряде работ (например, [3,4]). Также в этих работах была предпринята попытка оценить эффективность этих суспензий в сравнении с углем через расчет обобщенного показателя. Недостатком проведенной работы являлось ограниченность выбранных параметров и неучет возможных приоритетов (к примеру, в экологии или энергетике). В рамках данного исследования планируется провести более детальную работу по оценке эффективности нескольких составов топливных суспензий на основе отходов угле- и нефтепереработки и сравнении их с углем, который является наиболее распространенным котельным топливом. Для этого будет расширен перечень учитываемых параметров (включая несколько энергетических, экономических, экологических и социальных) и также будет проведено ранжирование приоритетов в зависимости от региона потенциального применения топлива.

В современной практике для подобного анализа широкое применение находят методы Multiple-criteria decision-making (MCDM) [2]. В данной работе будет рассматриваться метод Analytic Hierarchy Process (АНР).

Целью работы является определение наиболее привлекательных топливных композиций на основе отходов угле- и нефтепереработки для разных регионов мира.

Analytic Hierarchy Process

В основе АНР лежит иерархическая структура. Нулевым уровнем иерархии является цель (в рассматриваемой работе нулевым уровнем иерархии принята стоимость топлива). На первом уровне иерархии находятся категории критериев (в нашем случае такими категориями являются экологические, энергетические, социальные, экономические и безопасности). На втором уровне находятся сами критерии (время задержки зажигания, концентрации NO_x и SO_x в продуктах сгорания и др.).

Суммарное значение всех весовых коэффициентов внутри каждой категории должно быть равно 1. Значения весовых коэффициентов принимаются исходя из требований потребителя и определяются путем попарных сравнений всех категорий и входящих в них критериев [2].

По формуле 1 определяется взвешенная сумма критериев A_n с учетом значения нулевого уровня иерархии (нормированная стоимость C), найденных весовых коэффициентов для каждой категории критериев (первый уровень иерархии) и для отдельных критериев (второй уровень иерархии).

$$A_n = C \sum w_n \sum (w_j \cdot x_{ij}), \quad (1)$$

где w_n – весовой коэффициент для каждой группы критериев; w_j – весовой коэффициент для каждого критерия; x_{ij} – нормированное значение критерия; C – нормированная стоимость топлива.

Наилучшим вариантом будет считаться тот вариант, у которого итоговый показатель A_n имеет наибольшее значение.

Оценка эффективности топливных смесей по АНР

В рамках работы производилось сравнение нескольких топливных смесей на основе отходов угле- и нефтепереработки, а также угольной пыли, по вышеуказанным критериям.

Топливные смеси представлены в таблице 1.

Таблица 1

Исследуемые топливные композиции

| № | Состав |
|---|--|
| 1 | 100% фильтр-кек (влажный) |
| 2 | 55% уголь, 45% вода |
| 3 | 40% фильтр-кек (сухой), 50% вода, 10% отработанное турбинное масло |
| 4 | 20% угольный шлам, 30% фильтр кек, 10% торф, 40% вода |
| 5 | 100% уголь |

При оценке эффективности топливной композиции необходимо учитывать ряд показателей, необходимых для более точного определения коэффициента эффективности топливной смеси. Все показатели для более удобного обращения были разделены на группы по некоторым признакам.

В работе было выделено 5 групп критериев:

1. технико-экономические показатели – отражают затраты, связанные с использованием топлива, а также его доступность;
2. энергетические показатели – характеризуют процесс сжигания топлива и определяют показатели работы топливосжигающей установки;
3. экологические показатели – отражают безопасность использования топлива для окружающей среды;
4. показатели безопасности – позволяют оценить потенциал того или иного топлива с точки зрения обеспечения безаварийной работы станции или котельной;
5. социальные показатели – к этой группе относятся критерии, оказывающие влияние на благосостояние региона.

Результаты и обсуждения

По результатам расчета по методу АНР уголь и водоугольная суспензия имеют минимальные итоговые показатели (рис. 1). Причинами этого являются низкая пожаровзрывобезопасность данных топлив, их относительно высокая стоимость, а также низкие значения экологических критериев. В частности, достигается 32-х кратная разница между фильтр-кеком и углем в расчете по методу АНР для Китая (рис. 1). Безусловно, нужно в будущем учитывать, что при таком подходе на лидирующие позиции может попасть топливо, например, с плохими экологическими характеристиками и высокой пожароопасностью, но низкой стоимостью. Этот момент необходимо принять в рассмотрение на этапе задания весовых критериев для каждой категории. Несмотря на это, потенциал методики АНР заключается в том, что можно интересующий параметр поставить на нулевой уровень иерархии и получить показатель, который будет показывать итоговую эффективность с акцентом на установленный приоритет. Согласно полученным данным, для каждой из рассмотренных стран, наиболее предпочтительными топливами являются отход углеобогащения и суспензия на основе угольных отходов, воды и торфа.

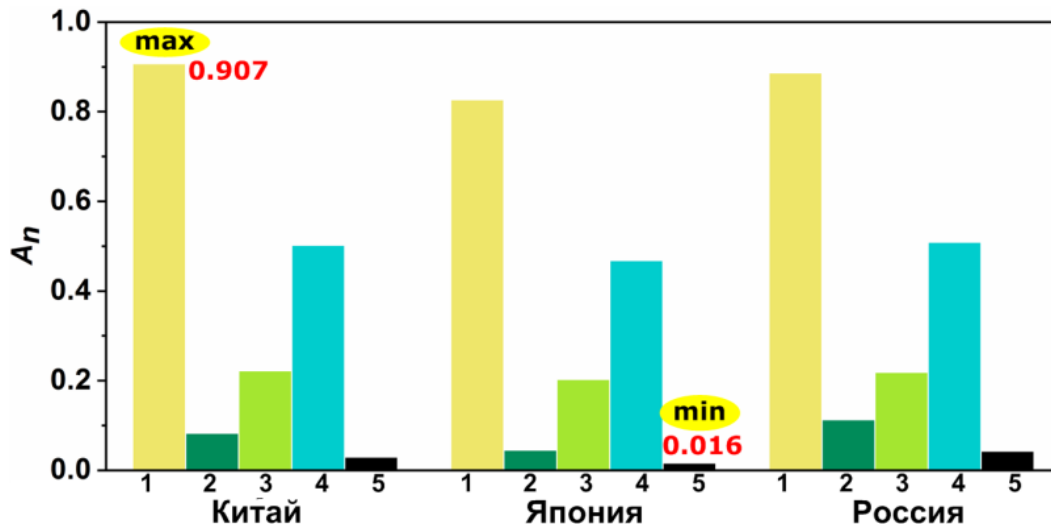


Рис. 1. Итоговые показатели эффективности топлив для трех стран, рассчитанные с использованием метода АНР (номера столбцов диаграмм соответствуют топливам из табл. 1; $T_g \approx 800$ °C)

Заключение.

В данной работе был рассмотрен метод АНР в качестве средства принятия решения о выгоде использования различных топливных смесей. На основе полученных оценок можно сделать вывод о весомом преимуществе топлив на основе отходов угле- и нефтепереработки по сумме показателей в сравнении с пылеугольным топливом. Методики многокритериального анализа могут использоваться как инструмент для качественной и количественной оценки перспектив планирования, проектирования и использования технологий утилизации горючих отходов для получения энергии.

Литература

1. Key world energy statistics 2018, International Energy Agency, 2018
2. Kumar A., Sah B., Singh A.R., Deng Y., He X., Kumar P., Bansal R.C. A review of multi criteria decision making (MCDM) towards sustainable renewable energy development//Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2017. – № 69. – С.596 – 609.
3. Nyashina G.S., Kurgankina M.A., Strizhak P.A. Environmental, economic and energetic benefits of using coal and oil processing waste instead of coal to produce the same amount of energy//Energy Conversion and Management. – 2018. – № 174. – С.175 – 187.
4. Nyashina G.S., Vershinina K.Y., Shlegel N.E., Strizhak P.A. Effective incineration of fuel-waste slurries from several related industries//Environmental Research. – 2019. – № 176.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ИСПАРЕНИЯ КАПЕЛЬ ВОДНО-СПИРТОВОГО РАСТВОРА В ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНОМ ПОТОКЕ

Р.Т. Закиев, А.С. Наумкин, Ж.А. Косторева

Научный руководитель - профессор Б.В. Борисов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

По окончании технологического процесса добычи природного газа и подготовки его к транспортировке образуются отходы в виде водных растворов органических веществ и их производных, утилизацию которых необходимо осуществлять с учетом нанесения минимального ущерба окружающей среде [1,2]. Водно-метанольный раствор утилизируется посредством термического обезвреживания с помощью факельных установок [4].

В работе [3] представлена математическая модель термического обезвреживания водно-метанольного раствора (ВМР) в газовой горелке. Результаты моделирования процесса испарения достаточно хорошо согласуются с экспериментальными данными при натурном сжигании раствора в горелке ГФУ-5.

Для разработки более качественной модели термического обезвреживания водно-метанольного раствора с учетом влияния потока нагретой среды на движущуюся каплю растворов проведен ряд физических экспериментов.

Установка состоит из вентилятора высокого давления AIRPACK 119.358, с помощью которого нагнетается воздух. Вентилятор нагнетает воздух с расходом 30 л/с и проходя последовательно через воздушнонагреватель LHS 61L Premium и печь Новатерм RT1145.1200 нагревается до необходимой температуры. Регистрация температуры производится с помощью термоэлектрических преобразователей ДТЭК031-0,5/0,2/1. Электрические сигналы с термопар поступали в устройство для измерения и контроля температуры УКТ38 для их дальнейшей обработки, далее по интерфейсу связи RS-232 данные поступали на персональный компьютер для их регистрации, обработки и анализа.

Регистрация динамики процесса проведена с помощью высокоскоростной видеокамеры Phantom v411 (скорость кадров 4200 к/с, разрешение 1280x800 пикселей). Программный комплекс Tema Automotive позволяет произвести покадровый просмотр результатов, с помощью которого выполнялись оценки изменения геометрии, по которым рассчитывались объемная и массовая скорость испарения капли.

Принципиальная схема установки представлена на рисунке 1.

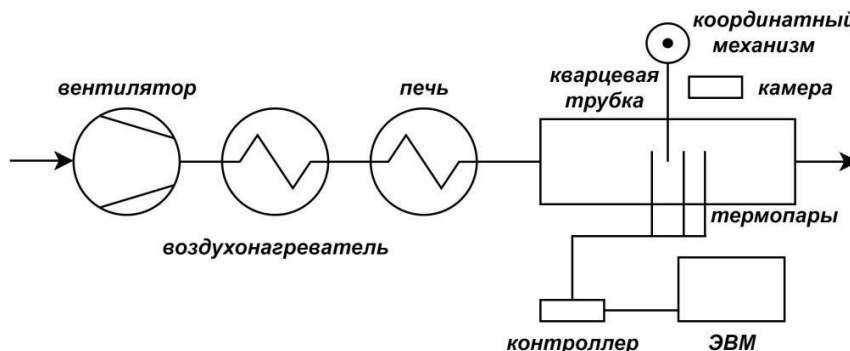


Рис. 1 Схема установки

Для исследований испарения капель растворов рассматриваются растворы метанола и воды. В водно-метанольном растворе концентрация метанола достигает до 95,5%.

Регистрация температуры проведена в трех точках, для снижения времени опрашивания. Расположены они на линии вдоль потока воздуха через 5 мм, одна до капли, две другие после нее, согласно рисунку 2.

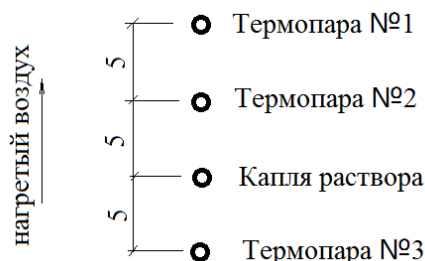


Рис. 2 Схема расположения термопар

На рисунке 3 представлены кадры испарения капли ВМР с долей 20% при температуре набегающего воздуха 500°С с скоростью 4,2 м/с.



Рис. 3 Фотофрагменты испарения капли, через время, помещенное в поток: а - 1,9 с; б- 3,2 с; с- 6,0 с.

На рисунке 4 представлены зарегистрированные температуры при испарении капли ВМР с долей 20% при температуре набегающего воздуха 500°С с скоростью 4,2 м/с.

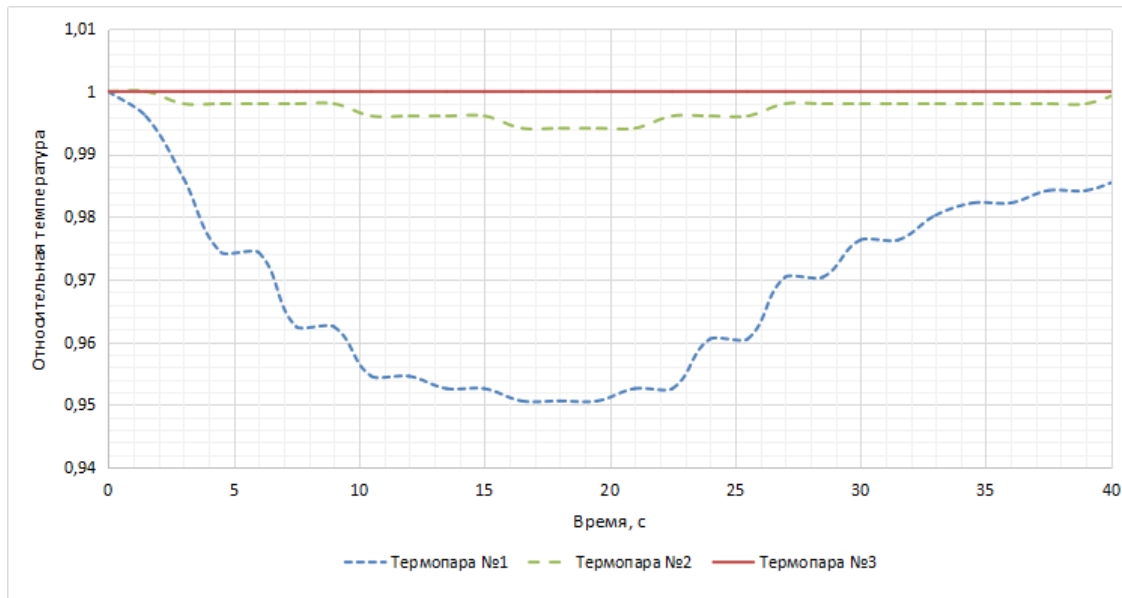


Рис. 4 Температурное поле при испарении раствора

В результате проведения работы получены геометрические параметры протекания процесса, а также температурные поля, соответствующие этому процессу вблизи капли. Данные результаты необходимы для решения задач по вопросу утилизации отсепарированной воды (ВМР) технологического процесса добычи и подготовки природного газа.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда (проект №18-79-100015).

Литература

1. Дмитриева О. А. Снижение выбросов узла газо-факельного хозяйства ОАО «Газпром Нефтехим Салават» // Научный альманах. – 2017. – №. 2-3. – С. 53-55.
2. Иванов В. П., Дронченко В. А. Утилизация сточных вод с нефтесодержащими отходами эмульгированием и сжиганием // Вестник Белорусской государственной сельскохозяйственной академии. – 2015. – №. 4.
3. Naumkin A. S., Borisov B. V., Nigay A. G. Influence of water-methanol solution additives on hydrocarbon fuel combustion in burner // MATEC Web of Conferences. – EDP Sciences, 2018. – Т. 194. – С. 01042.
4. Созонов Н. А., Белобородов А. В., Теньковский Д. В. Горизонтальные факельные установки ООО «Тюменниигипрогаз» // Экспозиция Нефть Газ. – 2012. – №. 7 (25).
5. Back M. et al. The virtual chocolate factory: Building a real world mixed-reality system for industrial collaboration and control // 2010 IEEE International Conference on Multimedia and Expo. – IEEE, 2010. – С. 1160-1165.
6. Lipton J. I., Fay A. J., Rus D. Baxter's homunculus: Virtual reality spaces for teleoperation in manufacturing // IEEE Robotics and Automation Letters. – 2017. – Т. 3. – №. 1. – С. 179-186.
7. Back, M., Kimber, Millais P., Jones S. L., Kelly R. Exploring data in virtual reality: Comparisons with 2d data visualizations // Extended Abstracts of the 2018 CHI Conference on Human Factors in Computing Systems. – 2018. – С. 1-6.
8. Niedermeier F. et al. Increasing data centre renewable power share via intelligent smart city power control // Proceedings of the 2015 ACM Sixth International Conference on Future Energy Systems. – 2015. – С. 241-246.
9. Newsroom T. G. Toyota Unveils Third Generation Humanoid Robot T-HR3. – 2017. URL: <https://global.toyota/en/detail/19666346>(дата обращения: 02.03.2020).

**ПРИМЕНЕНИЕ БЕСПИЛОТНЫХ ЛЕТАТЕЛЬНЫХ АППАРАТОВ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ
ИНЖЕНЕРНЫХ ИЗЫСКАНИЙ НА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ**

И.А. Кремлев

Научный руководитель - доцент А.В. Тырышкин
АО «ТомскНИПИнефть», г. Томск, Россия

При строительстве объектов капитального строительства в нефтегазовой отрасли особую важность приобретает своевременное выполнение инженерных изысканий. Кроме этого, немаловажным является снижение экономических затрат и экологических рисков [3]. Ключевыми проблемами при выполнении инженерных изысканий являются недостаток квалифицированных кадров, низкое качество выполняемых работ, а также технологическое отставание изысканий от проектирования. В этой связи особую важность приобретает внедрение современной технологической инфраструктуры и цифровизации, в том числе применение беспилотных летательных аппаратов (БПЛА).

Беспилотный летательный аппарат - летательный аппарат без экипажа на борту, который управляется в полете оператором из пункта управления, автоматически или комбинирует оба метода. Для эффективного функционирования БПЛА в составе аэрокомплексов, необходима автоматическая система управления (САУ), которая будет обеспечивать требуемые динамические свойства беспилотного летательного аппарата, стабилизацию углового положения, а также автоматизацию управления траекторией полета. Укрупненная схема системы управления БПЛА представлена на рисунке.

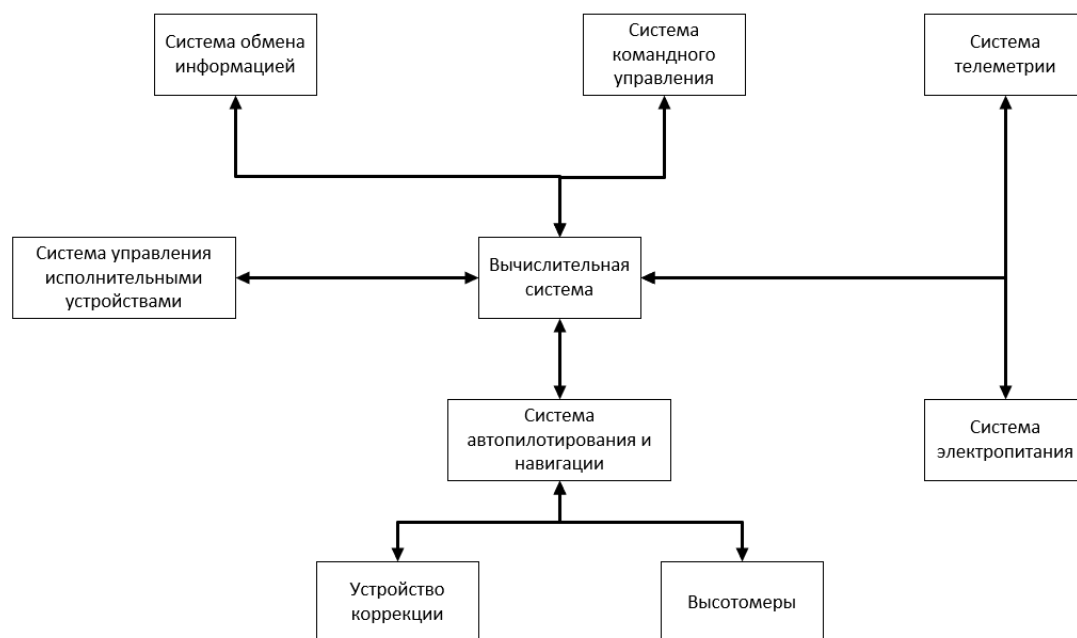


Рис. 1 Структура системы управления БПЛА

Ключевым элементом системы автоматического управления беспилотного летательного аппарата является вычислительная система, которая получает информацию от сенсорных систем БПЛА и вырабатывает управляющее воздействие на основе реализованных в ней алгоритмов. Сигналы с вычислительной системы передаются на систему управления исполнительными устройствами. В транспортных БПЛА в качестве исполнительных механизмов выступают системы пожаротушения, сброса груза или фото/видеокамеры.

Вычислительная система связана с системой автопилотирования и навигации. Данная система позволяет получить сигналы пространственной ориентации собственного положения, а также сигнал рассогласования между истинным положением беспилотного летательного аппарата и ожидаемым положением выбранной цели или объекта. Помимо этого, возможно конструктивное совмещение системы автопилотирования и навигации с высотомером и корректором системы навигации БПЛА для более точного уточнения места нахождения аппарата относительно земной поверхности [2].

Спутниковая навигационная система включает в себя несколько приемников с системами антенн. Применение двух и более приёмников позволяет определять не только координаты БПЛА, но и значение курсового угла. Наиболее часто используемыми системами навигации являются системы GPS, GALILEO, ГЛОНАСС.

Система обмена информацией позволяет реализовать в БПЛА режим командного управления. В случае группового использования беспилотных летательных аппаратов они могут отправлять информацию об окружающих объектах для их более точной классификации.

Фото/видеосъемка, связь, энергообеспечение и другие подсистемы беспилотных летательных аппаратов были заимствованы из смежных отраслей техники и адаптированы к применению. Внедрение в состав БПЛА дополнительных подсистем позволило расширить область применения данных аппаратов. Если ранее беспилотники применялись только для военных целей, то сейчас сфера их использования значительно расширилась [1].

Применительно к нефтегазовой отрасли БПЛА могут использоваться при выполнении следующих работ:

- мониторинг и наблюдение за состоянием трубопроводов;
- контроль промышленного производства;
- поиск и разведка нефтегазовых месторождений;
- экологический мониторинг атмосферных выбросов;
- выполнение инженерных изысканий.

Именно последний вид работ получил наибольшую популярность в последние несколько лет. Это связано с тем, что беспилотные летательные аппараты позволяют за минимально возможное время выполнить съемку и последующую камеральную обработку материалов, а также создать топографический план местности. Сдерживающим фактором активного развития и внедрения беспилотников является отсутствие практического опыта их применения, а также высокая цена оборудования и программного обеспечения для обработки материалов.

При этом, беспилотные летательные аппараты имеют ряд преимуществ по сравнению с другими видами аэрофотосъемки и полевых работ. Во-первых, оперативность: съемка с помощью квадрокоптера позволяет уменьшить длительность получения и обработки данных. Во-вторых, современная фотоаппаратура позволяет получить высокое разрешение съемки за счет высоты полета и отображения мельчайших особенностей рельефа. В-третьих, в качестве движущей силы аппарата, как правило, используются электрические двигатели, что соответствует принципам экологической безопасности.

Единой принятой классификации БПЛА на данный момент не существует, но их принято разделять на два основных типа – вертолетные и самолетные, каждый из которых применяется для выполнения своих задач. Самолетный тип БПЛА применяется как правило для мониторинга линейных объектов, создания ортофотопланов и цифрового моделирования местности. Вертолетный тип БПЛА используется для выполнения модернизации или технического перевооружения технологического объекта.

Выполнение топографической съемки при помощи беспилотного летательного аппарата состоит из трех основных этапов:

- подготовительные работы;
- выполнение полетов;
- обработка полученных результатов.

В перечень подготовительных работ входят:

- первичный анализ территории съёмки, закрепление на местности границ и ключевых естественных наземных ориентиров, планирование количества и продолжительности полётов;
- согласование использования воздушного пространства над объектом съёмки;
- создание планово-высотного обоснования в целях обеспечения требуемой точности.

Выполнение полетов осуществляется двумя способами – автоматически по заданной траектории или при помощи оператора. Связь между контроллером и беспилотным летательным аппаратом осуществляется через радиомодем. После подъема на необходимую высоту БПЛА выполняет фото/видеосъемку с необходимой скоростью (обычно раз в секунду). По завершении сеанса полета выполняется импорт полученных снимков [4].

Обработка полученных результатов выполняется в специализированном программном обеспечении (PHOTOMOD, PhotoScan и т.д.). На выходе получаются цифровые модели рельефа и местности, а также файлы для построения и обрисовки топографического плана.

В Российской Федерации уже сейчас большинство нефтегазовых компаний применяют БПЛА для выполнения мониторинга нефтепроводов и инженерных изысканий. С учетом того, как быстро движется технический прогресс в области создания беспилотных летательных аппаратов, в ближайшем будущем они смогут вытеснить значительную часть традиционного транспорта и рабочей силы [5].

Литература

1. Попова Л.Н. Применение беспилотных летательных аппаратов в условиях Крайнего Севера//Молодой ученый. – Казань, 2016. – No 24. – С. 105 – 108.
2. Прокопьев И.В., Бецков А.В. Структура системы управления беспилотных летательных аппаратов специального назначения//Надежность и качество. – Пенза, 2012. – No 1. – С. 15 – 20.
3. Саяпова В.В., Уразбахтин Р.Р. Мониторинг химических объектов с помощью беспилотных летательных аппаратов//Современные научные исследования и разработки. – Астрахань, 2017. – No 4. – С. 260 – 262.
4. Хан В.Д., Кугаевский В.И. Сравнительный анализ точности геодезических работ при их выполнении с помощью БПЛА "Gatewing X100" и наземной сканирующей установки "Riegl VZ-1000"//Интерэкспо Гео-Сибирь. – Новосибирск, 2013. – No 3. – С. 111 – 115.
5. Шихмагомедова С.М. Использование беспилотных летательных аппаратов в нефтегазовой отрасли//Международный научно-исследовательский журнал. – Екатеринбург, 2017. – No 6-2. – С. 48 – 50.

ВЛИЯНИЕ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ НА ПАРАМЕТРЫ РЕЖИМА
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Я.Ю. Малькова, Р.А. Уфа, А.А. Суворов

Научный руководитель - доцент Уфа Р.А.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Развитие технологий в сфере деятельности по производству, передаче и распределению электрической энергии, рост мирового спроса на электроэнергию (на 4 % в 2019 году) [3], а также ухудшение экологической обстановки стимулируют распространение распределенной генерации (РГ).

Концепция РГ включает в себя организацию местных источников энергии, в частности, электростанций, основанных на возобновляемых (солнечная и ветровая энергия) и невозобновляемых источниках энергии (дизель и газ), устройствах накопления энергии, различных инструментах и методах контроля и регулирования потребления энергии на стороне потребителя [2], например, вблизи станций перекачки нефти и нефтепродуктов [1].

Проведем анализ влияния внедрения объектов РГ вблизи центров нагрузок на параметры режима ЭЭС, в частности, уровень напряжения и потери мощности.

На рис. 1 представлена схема замещения исследуемой модели ЭЭС с РГ в программном комплексе MATLAB/Simulink.

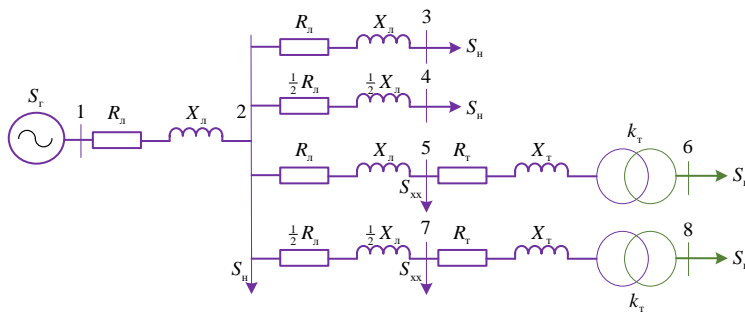


Рис 1. Схема замещения исследуемой ЭЭС с РГ

Объекты РГ поочередно размещались в узлах 2-4, 6 и 8, установленная мощность варьировалась в диапазоне от 10 % до 200 % от номинальной мощности нагрузки. Для исследуемой схемы в качестве местных источников энергии были применены объекты РГ 1-го и 4-го типов: 1-ый тип характеризуется способностью инжектировать в сеть только активную мощность (например, фотоэлектрические панели, являющиеся основным структурным элементом солнечных электростанций); 4-ый тип способен выдавать активную мощность и регулировать (выдавать и потреблять) реактивную мощность [8]. К РГ 4-го типа относятся индукционные генераторы, используемые при сооружении ветровых электростанций.

Полученные зависимости суммарных потерь исследуемой схемы от размера и места установки РГ 1-го и 4-го типов представлены на рис. 2а и рис. 2б соответственно.

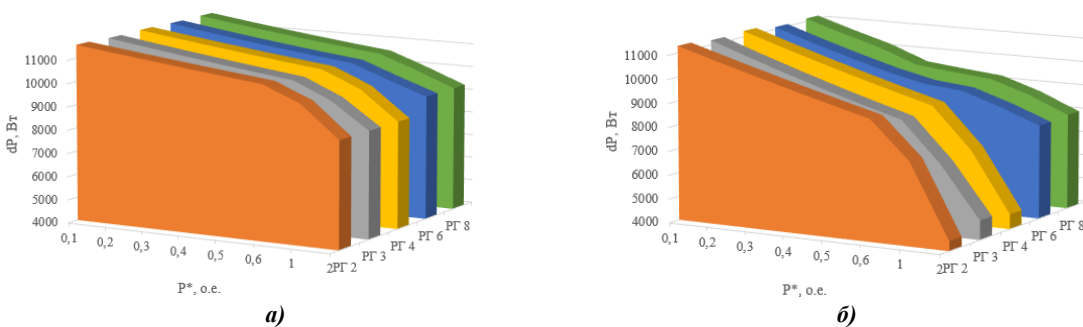


Рис. 2. Зависимость суммарных потерь от мощности и места установки: а) РГ 1-го типа, б) РГ 4-го типа

Согласно рис. 2, установка объекта РГ 4-го типа оказывает большее влияние на снижение суммарных потерь мощности в сравнении с РГ 1-го типа вне зависимости от узла его подключения и мощности. При этом, наиболее оптимальным местом установки РГ, характеризующимся меньшим числом потерь активной мощности, является узел 3. Зависимость относительного уровня напряжения узла 3 от размера и типа объекта РГ, установленного в данном узле, представлена на рис. 3. Установка РГ 4-го типа также оказывает большее влияние на повышение относительного уровня напряжения.

Значения суммарных потерь мощности в сети и относительного уровня напряжения в узлах являются переменными целевой функции (ЦФ), минимальное значение которой, в частности, позволяет определить оптимальное место установки и мощность объекта РГ в ЭЭС [4, 5]. Каждая из переменных имеет свой весовой коэффициент, отражающий вклад в значение ЦФ, сумма весовых коэффициентов всех переменных тождественно равна единице.

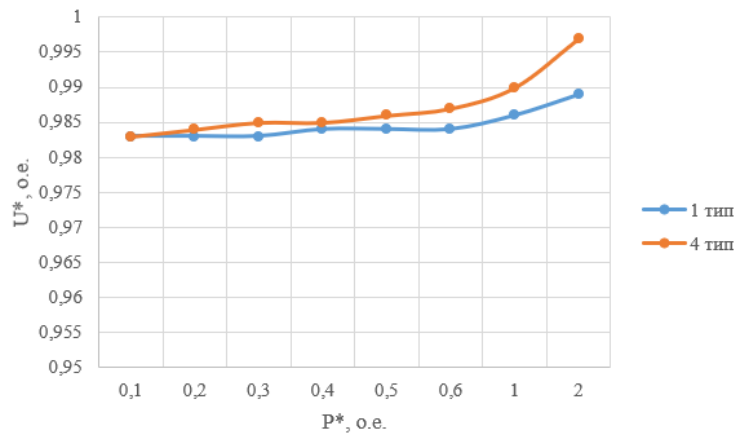


Рис. 3. Зависимость уровня напряжения узла 3 от мощности РГ

ЦФ для каждого из вариантов установки объекта РГ в исследуемой ЭЭС можно определить эмпирическим путем, однако более рационально применить один из существующих оптимизационных алгоритмов, среди которых выделяют: численные, аналитические и эвристические [11]. Решение поставленной задачи, как правило, осуществляют с применением эвристических методов, в частности, метода роя частиц [6, 10] и генетического алгоритма [7, 9], в соответствии с характером величин, определяющих режим исследуемой ЭЭС.

На основании проведенного исследования схемы ЭЭС, приведенной на рис. 1, в программном комплексе MATLAB/Simulink можно сделать вывод, что влияние РГ 4-го типа, вырабатывающего активную и регулирующего реактивную мощность, на снижение суммарных потерь активной мощности в сети более выражено, чем при установке РГ 1-го типа. Кроме того, РГ 4-го типа оказывает большее положительное влияние на относительный уровень напряжения. Внедрение объекта РГ в ЭЭС, с учетом выбора его оптимального размера и места установки, обеспечивает выполнение основных требований к ЭЭС, а также приводит к улучшению режима: снижению потерь мощности в сети и повышению уровня напряжения в узлах. Значение ЦФ является критерием оптимальности установки РГ, для упрощения процедуры его определения используют оптимизационные алгоритмы, в частности, эвристические. Дальнейшая работа по программному применению эвристических алгоритмов позволит оптимизировать процесс выбора типа, размера и места установки РГ в ЭЭС различных топологий.

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования РФ, грант №МК2150.2019.9.

Литература

1. Федотов А.И. Влияние малой распределенной генерации на уровень остаточного напряжения при коротких замыканиях / А.И. Федотов, К.Р. Бахтеев, А.В. Леонов // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – Казань, 2016. – № 3-4. – С. 45-49.
2. Chapman A.C. Dynamic distributed energy resource allocation for load-side emergency reserve provision / A.C. Chapman, and G. Verbic // Proceedings of IEEE Innovative Smart Grid Technologies. – Australia, 28 Nov. – 1 Dec. 2016. – Pp. 1-6.
3. International Energy Agency. Global Energy and CO2 Status Report 2018. April 2019, IEA. All Rights Reserved.
4. Kansal S. Optimal placement of distributed generation in distribution networks / S. Kansal, B.B.R. Sai, B. Tyagi, and V. Kumar // International Journal of Engineering, Science and Technology. – Nigeria, 2011. – Vol. 3, No. 3. – Pp. 47-55.
5. Kaur N. Multi-Objective Optimization Approach for Placement of Multiple DGs for Voltage Sensitive Loads / N. Kaur, and S.K. Jain // Energies. – Switzerland, 2017. – Vol. 10, No. 11. – Pp. 1733-1750.
6. Mohammad M. PSO Based Multiobjective Approach for Optimal Sizing and Placement of Distributed Generation / M. Mohammad, and M.A. Nasab // Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology. – United Kingdom, 2011. – Vol. 2, No. 8. – Pp. 832-837.
7. Movahed M.P. Placement of Distributed Generation Unit and Capacitor Allocation in Distribution Networks in order to Reduce Losses and Develop Voltage Profile Using Genetic Algorithm / M.P. Movahed, and S. Boyerahmadi // Journal of Basic and Applied Scientific Research. – Egypt, 2012. – Vol. 2, No. 12. – Pp. 12714-12721.
8. Payasi R.P. Planning of different types of distributed generation with seasonal mixed load models / R.P. Payasi, Asheesh K. Singh, and D. Singh // International Journal of Engineering, Science and Technology. – Nigeria, 2012. – Vol. 4, No. 1. – Pp. 112-124.
9. Reddy S. Chandrashekhar. Power Quality Improvement of Distribution System by Optimal Placement and Power Generation of DGs using GA and NN / S. Chandrashekhar Reddy, P.V.N. Prasad, and A. Jaya Laxmi // European Journal of Scientific Research. – Seychelles, 2012. – Vol. 69, No. 3. – Pp. 326-336.
10. Varesi K. Optimal Allocation of DG Units for Power Loss Reduction and Voltage Profile Improvement of Distribution Networks using PSO Algorithm // World Academy of Science, Engineering and Technology. – Turkey, 2011. – Vol. 60. – Pp. 1938-1942.
11. Ziari I. Optimal allocation and sizing of capacitors to minimize the transmission line loss and to improve the voltage profile / I. Ziari, G. Ledwich, A. Ghosh, D. Cornforth, and M. Wishart // Computers and Mathematics with Applications. – Netherlands, 2010. – Vol. 60. – Pp. 1003-1013.

**РАЗРАБОТКА ПРОГРАММЫ ДЛЯ ВЫБОРА И ПРОВЕРКИ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ГИБКИХ
ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ**

Р.В. Мицкевич, Н. М. Космынина

Научный руководитель - доцент Н.М. Космынина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Объекты нефтегазодобывающей отрасли выступают в роли основных потребителей электроэнергии среди промышленных предприятий Российской Федерации.

Системы электроснабжения нефтегазовых предприятий характеризуются высокой степенью распределенности по большой территории, что является определяющим фактором структуры схем сети и наличия многоступенчатой трансформации электроэнергии.

В настоящее время, наблюдается постепенный рост потребляемой электрической мощности, увеличение стоимости электроэнергии, а также увеличение издержек на техническое обслуживание и ремонт подстанционного оборудования вследствие износа.

Распределение электроэнергии происходит от районных трансформаторных подстанций к распределительным и местным подстанциям. Транспортировка электроэнергии осуществляется по высоковольтным линиям электропередач.

Конструктивно токоведущие части высоковольтных распределительных устройств класса напряжения 35 кВ и выше выполняются в виде гибких проводников. К таким токоведущим частям относятся гибкие шины и токопроводы, выполненные с горизонтальным расположением фаз. На рис. 1 изображена типовая компоновка высоковольтного открытого распределительного устройства (ОРУ)

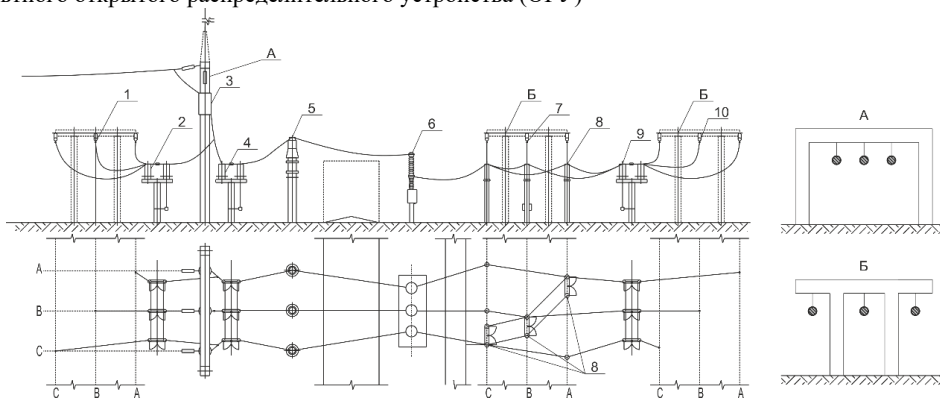


Рис. 1 Типовая компоновка ОРУ для схемы с двумя рабочими и обходной системами шин: 1 – обходная СШ; 2 – разъединитель ОСШ; 3 – заградитель; 4 – линейный разъединитель; 5 – трансформатор тока; 6 – выключатель; 7 – первая СШ; 8 – шинные разъединители килевого расположения; 9 – шинные разъединители; 10 – вторая СШ; А – линейные/шинные порталы 110-330 кВ; Б – шинные порталы 110 кВ.

Технически гибкие шины и токопроводы являются модификациями проводников воздушных линий электропередачи (ВЛ), они могут быть выполнены как одним, так и пучком проводников (расщепленной фазой), из гибких медных или алюминиевых/сталеалюминевых голых проводников, соединенных крепежной арматурой и внутрифазовыми распорками. На Рис.2 представлена типовая конструкция гибкой шины с расщеплением фазы и гибкого самонесущего токопровода.

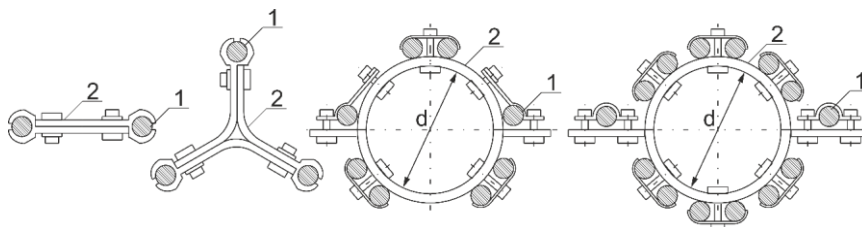


Рис.2 Провода расщепленной фазы и гибкие подвесные токопровод: 1 – несущий провод; 2 – крепежная арматура.

Следует отметить также и усложнение требований, предъявляемых к системам электроснабжения промышленных предприятий. К таким требованиям относятся экономичность, надежность, устойчивость, гибкость и возможность дальнейшего развития. Уровень развития технологий позволяет спроектировать системы электроснабжения, отвечающие поставленным требованиям в полной мере, однако современные быстроменяющиеся условия и как следствие дефицит времени, требуют от специалистов электроэнергетической отрасли принятия оперативных, технически грамотных и обоснованных решений. Такие решения могут быть реализованы лишь при наличии персонала способного использовать современное прикладное программное обеспечение, обеспечивающее автоматизацию подбора и проверки технических решений.

Для автоматизации выбора сечения, количества проводов и проведения необходимых проверок гибких шин и токопроводов в Национальном исследовательском Томском политехническом университете был разработан программный алгоритм в среде PTC Mathcad.

Достоинствами данного программного комплекса является наглядность расчетов, так как PTC Mathcad позволяет легко вводить формулы, текст, данные и изображения в одном документе, что упрощает сбор информации и верификацию проектов по сравнению с программными комплексами использующих расчеты в таблицах. Также PTC Mathcad является мощным математическим инструментом, объединяющий в себя аналитические расчеты и элементы программирования.

В программном алгоритме предусмотрен выбор гибких шин для ОРУ классом напряжения 35 кв и выше, токопровода для ОРУ имеющих присоединения в виде генераторов и силовых трансформаторов, и автотрансформаторов.

Структурно программный алгоритм состоит из разделов:

Ввод исходных данных,

Параметры проводов в виде технических таблиц,

Ввод данных параметров принятых проводов,

Проверки: 1) по условию короны, 2) на схлестывание проводников разных фаз, 3) по электродинамическому взаимодействию проводников одной фазы.

Ввиду специфики проверок, программный алгоритм предусматривает разделение расчета на шины и токопроводы с одним проводником в фазе и с расщепленными фазами. Расчеты снабжены соответствующими инструкциями и пояснениями. В качестве примера расчета на Рис. 3 приведен фрагмент программного алгоритма по выбору гибких шин и токопроводов с необходимыми проверками и инструкциями.



Рис. 3 Фрагмент программного алгоритма по выбору гибких шин и токопроводов с необходимыми проверками и инструкциями

В качестве примера на Рис. 4 представлен протокола по выбору гибких шин и токопроводов

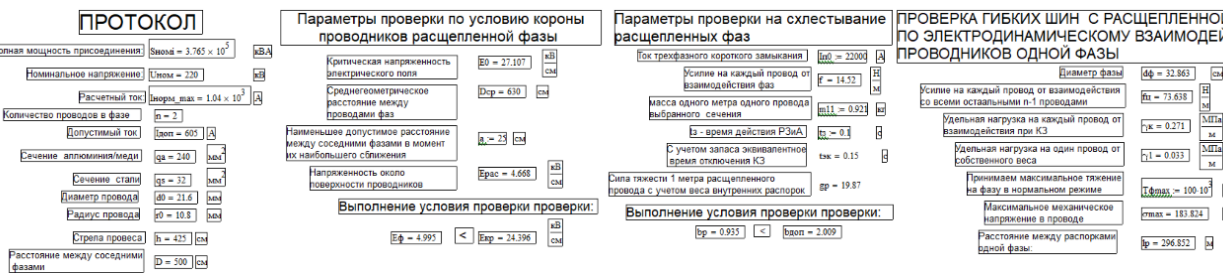


Рис. 4 Протокол по выбору гибких шин и токопроводов

Представленный программный алгоритм требует наличия у проектировщика некоторых теоретических знаний что позволяет использовать данную программу в учебном процессе и подготовке специалистов проектировщиков.

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. – (Учебная литература для вузов)
2. Рожкова Л. Д. Электрооборудование станций и подстанций: учебник для техникумов / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин. – 4-е изд., стер. – Екатеринбург: АТП, 2015. – 648 с.: ил.
3. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Под ред. Б.Н. Неклепаева. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. - 152 с.

АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ПОДСТАНЦИИ 220/110/10 КВ

К.А. Моисеенко

Научный руководитель - доцент Н. М. Космынина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Областная энергетическая компания под названием «Томская распределительная компания» (ТРК), являющаяся публичным акционерным обществом, обеспечивает передачу и распределение электрической энергии по всему региону. Поддерживает нефтегазовый комплекс Томской области, а в частности Асиновский район [4]. Территория обслуживания - Томская область. Площадь обслуживаемой территории – 314,3 тыс. кв. км., население региона – 1074 тыс. человек.

Характеристика ТРК:

- протяжённость линий электропередачи (по трассе) – 18 000 км,
- количество центров питания 35/110 кВ – 137 шт.,
- подстанций (ПС) 10/0,4 кВ – 3074,
- суммарная трансформаторная мощность – 3912 МВ*А, распределительные пункты (РП).

Характеристика подстанций электроэнергетики Томской области:

- количество ПС 35 кВ и выше (шт) – 137;
- мощность ПС 35 кВ и выше (МВ·А) – 2964,3;
- количество ПС ниже 35 кВ, ТП (РП) (шт) – 3074;
- мощность ПС ниже 35 кВ, ТП (РП) (МВ·А) – 947,7;
- протяженность ЛЭП (по цепям), (тыс. км) – 19,2;
- отпуск из сети - 4,992 млрд кВтч.

В докладе будет представлена подстанция «Асино», расположенная в Томской области, в Асиновском районе.

Основное электрооборудование подстанции приведено на рис.1.

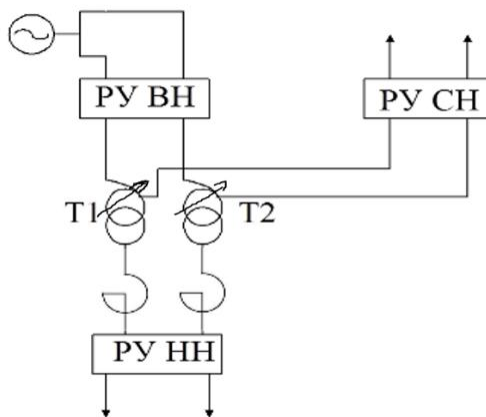


Рис.1 Электрооборудование подстанции

Подстанция имеет стандартную структурную схему [6].

Напряжения:

– распределительное устройство высшего напряжения РУ ВН 220 кВ; распределительное устройство среднего напряжения РУ СН 110 кВ; распределительное устройство низшего напряжения РУ НН 10 кВ.

Связи подстанции:

– все распределительные устройства связаны между собой двумя силовыми автотрансформаторами мощностью 250 МВ*А;

– распределительное устройство высшего напряжения имеет связь с энергосистемой по двум воздушным линиям электропередачи;

– на стороне низшего напряжения силовых автотрансформаторов установлены токоограничивающие реакторы. Эти электрические аппараты позволяют ограничить токи трехфазного короткого замыкания на стороне низшего напряжения подстанции.

Питание на подстанцию подается по воздушным линиям электропередачи 220 кВ.

С РУ СН отходят воздушные линии электропередачи на подстанции Первомайская, Николаевка, Асино.

РУ НН питает поселок Новиково, Кусково, ПС ВЭС.

Основным электрооборудованием подстанции является силовой автотрансформатор АТДЦТН-125000/220/110-У1, производитель Тольяттинский трансформаторный завод [8], оборудование представлено на рис. 2.



Рис.2 Автотрансформатор подстанции

Распределительные устройства включает в себя ряд электрических аппаратов: выключатели, разъединители, выключатели, измерительные трансформаторы тока и напряжения, разрядники [6,7]. На рис.3 приведены некоторые электрические аппараты подстанции.

Масляный выключатель — это коммутационное устройство, способное отключить токи любых режимом, которые могут возникнуть при эксплуатации подстанции; разъединитель обеспечивает безопасность персонала при проведении ремонтных работ электрооборудования; измерительный трансформатор напряжения предоставляет необходимую информацию оперативному персоналу для ведения режима [3].



Выключатель маломасляный ВМТ [1]



Разъединитель РДЗ [5]



Измерительный трансформатор напряжения НКФ [2]

Рис 3. Электрические аппараты подстанции

Литература

1. Выключатель Березовский завод Подстанции ООО. Официальный сайт: – URL <https://kz.all.biz/maslyanyj-vyklyuchatel-vmt-220b-251250-uhl1-g7993841RU>
2. Измерительный трансформатор напряжения ОАО "Производственный комплекс ХК Электрозавод, г. Москва. Официальный сайт : – URL <https://all-pribors.ru/opisanie/14626-95-nkf-220-58-u1-6536>
3. Правила устройства электроустановок (все действующие разделы). — 6 и 7-е изд., испр. и доп. — Москва: КноРус, 2009. — 488 с. — ISBN 978-5-390-00275-9. -7ое изд., - М.: Госэнергонадзор, 2002. - 928
4. Природные ресурсы [Электронный ресурс] // Томская область. Официальный интернет - портал Администрации Томской области. – Режим доступа:– URL <https://tomsk.gov.ru/Asinovskiy-rayon-nature-res>, свободный. - Загл. с экрана (дата обращения: 26.12.2020).
5. Разъединитель. Группа компаний «Высоковольтные технологии». Официальный сайт:– URL <http://hvt.com.ru/catalog>
6. Рожкова, Лениза Дмитриевна. Электрооборудование станций и подстанций: учебник для техникумов. / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин. — 4-е изд., стер. — Екатеринбург: АТП, 2015. — 648 с.: ил.
7. Справочник по проектированию электрических сетей / Под редакцией Д. Л. Файбисовича - М.; Издательство НЦ ЭНАС, 2009. - 320 с. ил.
8. Тольятинский трансформаторный завод трансформатор. Официальный сайт:– URL <https://www.transformator.com.ru/blog/informatsionnye-materialy.phphttps://kz.all.biz/maslyanyj-vyklyuchatel-vmt-220b-251250-uhl1-g7993841RU>

**ПЛАНИРОВАНИЕ УДОЛЕТВОРИТЕЛЬНОЙ КОНСТРУКЦИИ ВЕТРОГЕНЕРАТОРА С ЦЕЛЬЮ
ЭКОНОМИИ ЭНЕРГИИ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ**

И.А. Молчанов

Научный руководитель преподаватель О.П. Кочеткова
«ОГБПОУ» Томский политехнический техникум, г.Томск

Аннотация. В данной статье демонстрируется проблемность подачи электроэнергии в некоторые нефтегазодобывающие промышленности, а также возможность решение этой проблемы благодаря созданию более дешевого источника энергии. Данный вид источника может создавать более низкую по стоимости энергию для нефтегазовой промышленности, также существенно увеличению качества и темпа добычи нефтегазовой продукции благодаря проектированию и в дальнейшем будущем созданию оптимальной модели ветрогенератора.

Нынешнюю жизнь без электричества уже просто не представить. Ведь электричество настолько сильно прижилось, что, если он пропадет на некоторое время – это существенно ударит по всем сферам жизни. Ни один дом не сможет обойтись без электроэнергии. Электричество – это физический термин, который зачастую используется в технике, а также в повседневной жизни для определения количества электричества, которую получает потребитель. Электроэнергия вырабатывают на электростанциях, таких как теплоэлектростанции, гидроэлектростанции и атомные станции. Данные сооружения существенно облегчают получения электричества, но у этих сооружений имеются отрицательные последствия в виде загрязнения атмосферы, что очень сильно влияют на организм человека - нанося ему вред.

При изучении карты электропередачи Томской области, было замечено проблема распространения электричества в северо-западной части области, где находится значительное количество нефтегазовых месторождений и промышленностей по добыче нефтепродуктов.

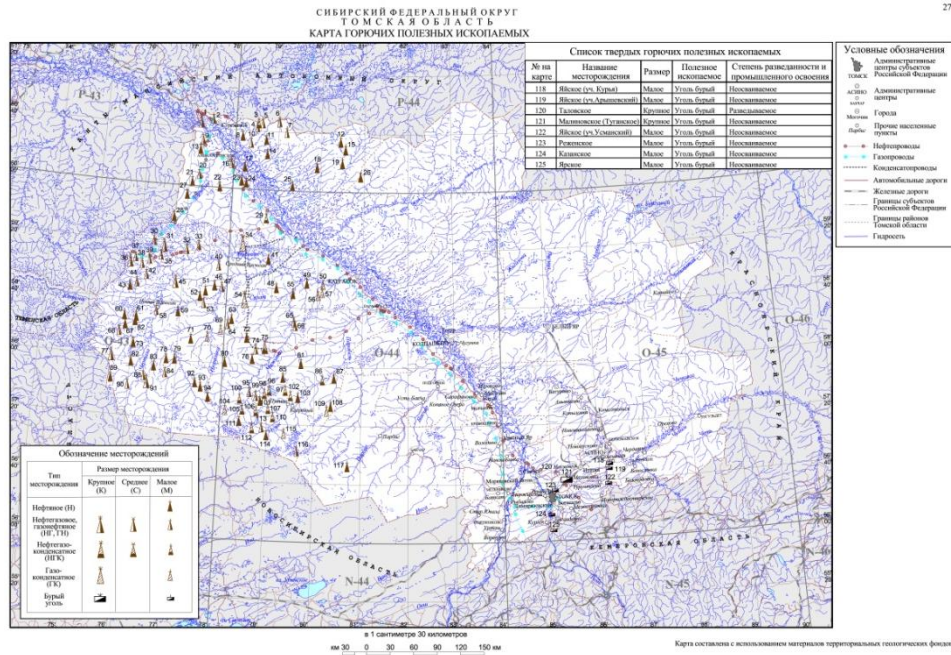


Рис. 1. Карта полезных ископаемых и энергосистемы

Проблема электрификации в северо-западном направлении весомо снижает скорость и качество добычи нефтяных ресурсов. Добыча энергии для предприятия происходит за счет тепловой электроэнергетики путем сжигания нефтепродуктов, что очень сильно вредит экологии. Выходом из данной экологической проблемы на нефтегазовом предприятии может стать использование ветрогенераторов, но появляется вопрос: какой ветрогенератор лучше подойдет для Томских погодных условий, для этого в таблице 1 приведены достоинства и недостатки двух типов ветрогенератора.

Таблица 1

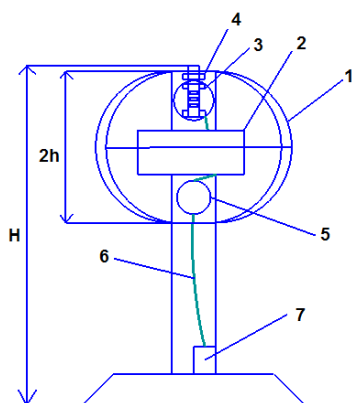
Ветрогенераторы

| | Вертикальная ось вращения | Горизонтальная ось вращения |
|---|---------------------------|-----------------------------|
| Прочность | + | - |
| Требовательность к техническому обслуживанию | - | + |
| Необходимость ориентации на ветер | - | + |
| Запуск при малых порывах ветра | + | - |
| Устойчивость к низким температурам и их перепадам | + | - |
| Простота в обслуживании | + | - |
| Дешевизна постройки | + | - |
| Долговечность | - | + |
| Эффективность | - | + |
| КПД | 20-25% | 30-35% |

Для создания ветрогенератора в Томской области больше подойдет вертикальный тип вращения, т.к. занимают меньше пространства, меньше требовательность к техническому обслуживанию, устойчивы к низким температурам и резким их перепадам, и начинает работу при малых порывах ветра ($1,5 \frac{M}{C}$). [2]. Очень важную роль играет то, что для вертикальной оси не имеет значение направления ветра, что уменьшит их нагрузку на вышку, тем самым, увеличивая ее долговечность. [1].

Для северных условий была разработана модель, которая работает на принципе планетарной передачи. Принцип заключается в том, что надо увеличить входящий крутящий момент. Если взять формулу связи между линейной и угловой скорости, то нужно увеличить радиус шалитов, шестерней и заключить в последовательную цепь планетарный механизм. Также нужно учесть минимизацию потери тока при потоке его по ЛЭП, этого можно добиться за счет увеличения количества витков в трансформаторе. [3].

За счет таких лопастей вида Дарье – они существенно легче, тем самым рабочий порыв ветра может существенно уменьшится, что увеличит КПД ветрогенератора.



- 1) Рабочая лопасть Дарье
- 2) Ротор Савониуса (стартер)
- 3) Редуктор с системой планетарных механизмов
- 4) Тормозной механизм
- 5) Генератор переменного тока
- 6) Кабели для передачи переменного тока к трансформатору
6. Преобразователь

Рис.2. Схема ветрогенератора Дарье

Литература

1. Безруких, П. П. Ветроэнергетика: справочное и методическое пособие / П. П. Безруких. - Москва: Энергия, 2010. – [665 с 1].
2. Земсков, В. И. Возобновляемые источники энергии в АПК: учебное пособие / В. И. Земсков. - Москва: Лань, 2014. – [368 с].
3. Гребенкин, В. З. Техническая механика: учебник и практикум для СПО/ В. З. Гребенкин, Р. П. Заднепровский, В. А. Летьгин. - Москва: Издательство Юрайт, 2018. — [390 с]

**ПРОБЛЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕНЕРАТОРА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ДЛЯ
ПРОЦЕССОВ БУРЕНИЯ И ДОБЫЧИ**

В.А. Никитин

Научный руководитель – старший преподаватель Е.Ю. Валитова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В процессе бурения наклонно-направленных скважин стало применяться оборудование, обеспечивающее постоянный контроль за положением оси ствола скважины в пространстве (MWD – Measurement While Drilling), а также контроль искривления, литологии, насыщения и оперативного управления бурением (LWD – Logging While Drilling).

Процесс добычи также зависит от получения в реальном времени различных параметров, включая температуру, давление, дебит, содержание воды в добываемом флюиде, с помощью систем мониторинга внутри скважины.

Обеспечение скважинных устройств электроэнергией является затруднительным. Традиционные способы энергообеспечения скважинных приборов – батареи и силовые кабели недостаточно надежны и долговечны, а также требуют регулярного технического обслуживания и ремонта, связанного с финансовыми и временными затратами на остановку технологического процесса и спуско-подъемные операции.

Кроме того, известно, что при бурении и добыче на труднодоступных территориях стоимость генерирования электроэнергии сильно возрастает в связи с увеличением затрат на доставку топлива [1]. В настоящее время в связи с Постановлением Правительства Российской Федерации № 366 от 21 апреля 2014 г. [2] начинается разработка месторождений на все более отдаленных территориях, в том числе относящихся к Арктической зоне.

Таким образом, как при бурении, так и при добыче стоит проблема в острой нехватке электроэнергии для использования скважинных устройств.

Решением проблемы энергообеспечения скважинного оборудования такого типа является использование в скважине автономных систем энергообеспечения. Данные системы должны удовлетворять следующим требованиям: компактности, продолжительному непрерывному времени работы, виброустойчивости, устойчивости к высоким температурам и коррозионно-активной среде бурового раствора.

Количество электроэнергии, используемой устройствами MWD/LWD, составляет 600-900 Вт. Из этой энергии сенсорами используется 80-200 Вт, из которых для навигации необходимо только 40-60 Вт. Остальная энергия (500-700 Вт) используется для передачи данных на поверхность при помощи электропроводного, электромагнитного или чаще всего гидравлического каналов связи [3].

Потребление энергии некоторых скважинных устройств при добыче приведено в табл. 1 [4].

Таблица 1

Энергопотребление скважинных устройств, применяемых при добыче

| Устройство | Примерное энергопотребление, Вт |
|--|---------------------------------|
| Измерительные приборы | 0,1–0,2 |
| Клапан-регулятор потока (малой мощности) | 1–5 |
| Клапан-регулятор потока (обычной мощности) | 5–15 |
| Скважинный дебитомер | 10–20 |
| Скважинная телеметрия | 15–30 |
| Беспроводные интеллектуальные системы заканчивания | 30–50 |

Для обеспечения скважинных устройств электроэнергией при бурении и эксплуатации скважины можно использовать кинетическую, вибрационную и электростатическую энергию. Для использования этой энергии она должна быть преобразована в электрическую с помощью специальных систем.

Основным источником кинетической энергии в скважине является движущийся поток жидкости (скважинный флюид или буровой раствор). Преобразование этой энергии в электрическую осуществляется при помощи турбины. В соответствии с патентом [5] ротор электрического генератора получает свое движение от вращающейся внешней турбины, соединенной с ним. Турбина вращается вследствие падения бурового раствора в бурительной колонне или подъема скважинного флюида в колонне НКТ.

Максимально возможная энергия, генерируемая потоком бурового раствора, составляет около 800 Вт [5]. Количество вырабатываемой энергии сильно зависит от скорости потока жидкости.

Недостатками данного метода является снижение эффективного диаметра колонны, а следовательно, скорости бурового раствора при бурении. Кроме того, ввиду абразивной природы бурового раствора происходит быстрый износ механических частей устройства.

Поток бурового раствора может быть также источником электростатической энергии. Буровой раствор является непроводящей жидкостью с диэлектрической проницаемостью от 2 до 40. Поток бурового раствора создает электростатический потенциал между собой и элементом внутри бурительной колонны. Он накапливается при помощи заземляющего катода, находящегося в контакте с раствором, и электрода, находящегося в контакте с элементом внутри бурительной колонны. Электростатический потенциал может достигать 50 кВ [6]. Недостатком способа является необходимость в специальных шероховатых поверхностях внутренней стороны бурительной трубы.

Другим источником энергии на забое скважины являются вибрации, которые возникают вследствие потока бурового раствора, движения колонны или продольных вибраций бурового долота, возникающих из-за неравномерного строения породы бурения. Самым мощным источником являются продольные вибрации бурового долота. Они достигают амплитуд в 10000 Н и частот в 1000 Гц [7].

В патенте [8] вибродемпфирующее и амортизирующее устройство содержит несколько пьезоэлектрических элементов. Амплитуды и частоты генерируемых электрических волн зависят от источника вибраций. Частоты находятся в диапазоне 5-1000 Гц. Генерируемая мощность составляет от 1 мВт до 2000 Вт [8].

Анализ подходов по преобразованию энергии представлен в табл. 2. Наиболее эффективным, на взгляд автора, является применение пьезоэлектрических элементов для генерирования энергии от вибрации потока жидкости. Это позволит использовать устройство, как при бурении, так и при эксплуатации скважины. Так как объемы генерируемой энергии малы, необходимо использовать перезаряжаемые батареи или суперконденсаторы.

Таблица 2

Сравнение между различными способами генерирования энергии при бурении

| Источник энергии | Максимальная расчетная мощность устройства, Вт | Способы трансформирования | Практически реализованная мощность, Вт | Применяемость в производственных условиях, да/нет |
|--------------------|--|---------------------------|--|---|
| Кинетическая | 800 | Турбина | 15 | Да |
| Вибрация | 1 200 | Пьезоэлемент | 30 | Да |
| Электростатическая | 10 | Конденсатор | – | Нет |

Принципиальная схема работы устройства приведена на рисунке 1.

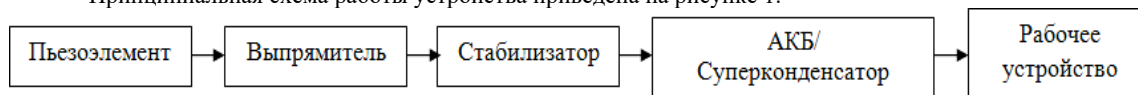


Рис. 1. Принципиальная схема работы устройства [8]

Вибрации на пьезоэлементе будут возникать вследствие действия на него вихревых дорожек, также известных как дорожки Кармана. Дорожки Кармана возникают вследствие установки плохо обтекаемого тела, в нашем случае, цилиндра на пути потока жидкости. Воздействие вихревых дорожек на пьезоэлемент показано на рис.2.

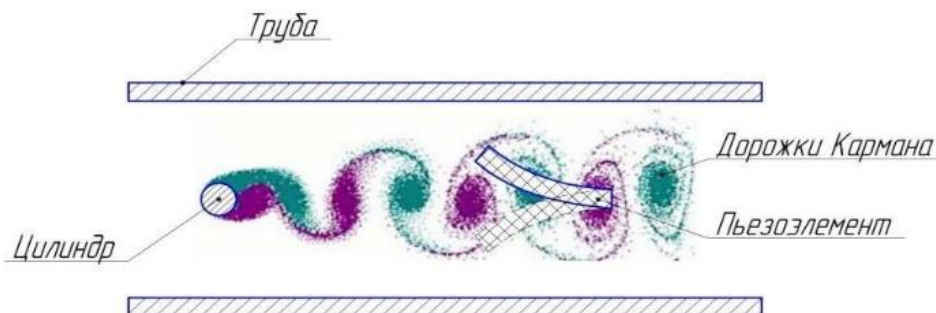


Рис. 2. Размещение элементов генератора внутри трубы

Надежные перезаряжаемые батареи совместно с использованием надежных скважинных генераторов энергии, которые будут сохранять батареи заряженными, могут быть оптимальным решением.

Литература

1. Методические рекомендации по нормированию расхода топливноэнергетических ресурсов на бурение скважин при выполнении проектноисследовательских работ. – М., 1985. – 74 с.
2. Постановление Правительства Российской Федерации № 366 от 21 апреля 2014 «Об утверждении государственной программы Российской Федерации «Социально-экономическое развитие Арктической зоны Российской Федерации на период до 2020года»».
3. Dimanchev D., Mintchev M.P. Energy Harvesting in Horizontal Drilling Processes for the Purpose of Information and Navigation Monitoring // International Journal of Information Theories and Applications ,2013. 20(2).
4. Piezoelectric Based Flow Power Harvesting for Downhole Environment / Ahmad T.J., Arsalan M., Black, M. J. [et al.] // SPE Middle East Intelligent Oil and Gas Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers. – P.1-8.
5. Пат. 2417313. Российская Федерация. Генератор питания скважинной аппаратуры / Н.Б. Болотин. Оpubл. 27.04.2011.
6. Tosi L.P., Cornette H.M., Cornette C.A. Flow-induced Electrostatic Power Generator for Downhole Use in Oil and Gas Wells, US Patent Application 20120273234, Nov. 1, 2012.
7. Cobern M.E. Downhole Vibration Monitoring and Control System – Phase 1 Final Report.
8. Zabcik C.J. Downhole apparatus for absorbing vibratory energy to generate electrical power, US Patent 4518888, May 21, 1985.

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 220
КВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ

К.В. Новиков, Н. М. Космынина

Научный руководитель - доцент Н. М. Космынина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Высоковольтный выключатель – это самый ответственный элемент высоковольтной сети, способный отключить цепь с любым током [3]. Он всегда должен обеспечивать корректную работу при возникновении аварийной ситуации. Неправильная работа выключателя грозит развитием серьезной аварии и как следствие большими материальными потерями и серьезными разрушениями.

В Единой национальной электрической сети на напряжении 220 кВ эксплуатируется около 4600 выключателей 45% из которых составляют масляные баковые, доля воздушных выключателей составляет 35%, а около 19% маломасляные выключатели [2].

В настоящее время реализуется техническое перевооружение и реконструкция объектов электроэнергетики, в том числе эксплуатирующих выключателей на напряжении 220 кВ.

На рис.1 и рис. 2 приведены конструктивные элементы выключателей, которые используются в настоящее время для распределительных устройств подстанций и электростанций России.

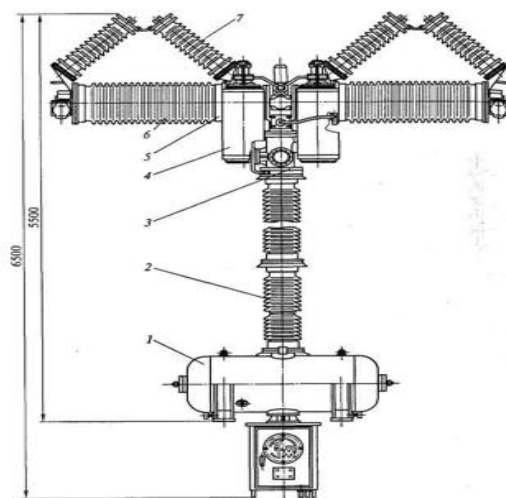


Рис. 1. Конструктивная схема воздушного выключателя (полюса)

Как известно, основное назначение выключателя состоит в гашении дуги при отключении цепи с током; в выключателях подобного вида для этого используется сжатый воздух. (давление 2—4 МПа).

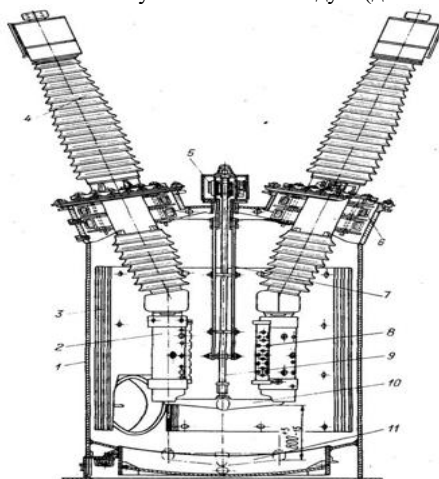


Рис. 2. Конструктивная схема масляного выключателя

Представленный электрический аппарат содержит значительное количество масла, которое позволяет погасить дугу, возникающую при отключении цепи с током, носит название многообъемного или бакового выключателя.

Другой тип масляного аппарата приведен на рисунке 2: малообъемный масляный.

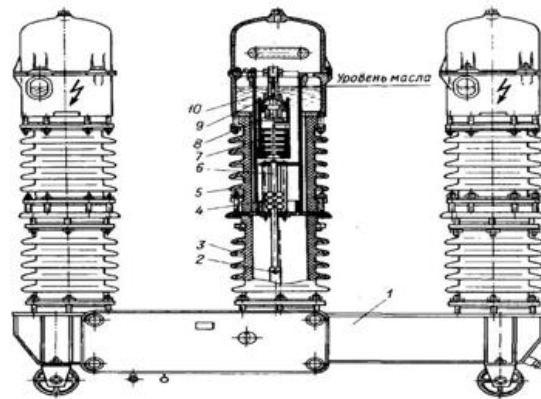


Рис. 3. Конструктивная схема маломасляного выключателя

Простота конструкции, возможность отключения больших токов - основное достоинство таких аппаратов. Габариты; маслохозяйство большой мощности, отсюда взрыво-пожароопасность, усложненная эксплуатация - вот основные причины перехода на другой тип выключателей, схема которого приведена на рис. 4.

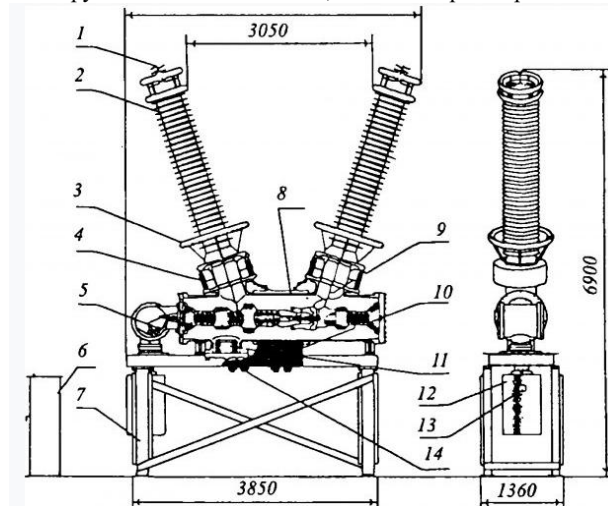


Рис. 4. Конструктивная схема элегазового выключателя

Элегазовые выключатели используют в качестве дугогасительной, теплоотводящей и изолирующей среды элегаз SF₆ [5]. Рекомендуется использовать элегазовые выключатели отечественных разработок, а также ведущих зарубежных фирм таких как: ABB, Siemens, AREVA, которые полностью удовлетворяют современным требованиям.

Среди выключателей, установленных на объектах электроэнергетики за последние 10 лет, доля элегазовых выключателей составляет 100%.

Компании, выпускающие элегазовые выключатели в РФ:

ОАО ВО "Электроаппарат" Выключатели колонковые элегазовые ВГП-110 и ВГП-220М, выключатель элегазовый баковый ВБ-35, выключатель элегазовый ВБ-110 [4].

ООО "ЗЭТО – Газовые Технологии" Выключатели элегазовые колонковые ВГТ-110 и ВГТ-220, выключатель элегазовый баковый ВТБ-110. [1].

ЗАО "Энергомаш-Уралэлектротяжмаш" Элегазовые колонковые выключатели ВГТ-УЭТМ®-35, ВГТ-УЭТМ®-110, ВГТ-УЭТМ®-220, ВГТ-УЭТМ®-1А1-220, ВГТ-УЭТМ®-330, ВГТ-УЭТМ®-500, ВГТ-УЭТМ®-750 [6].

Литература

1. Газонаполненное оборудование [Электронный ресурс]. – обращение к документу 01.02.2020. http://www.zeto.ru/products_and_services/products_and_services/high_voltage_equipment/vyklyuchateli-elegazovye-kolonkovye/vtb-110-u1-uhl1-vyklyuchatel-elegazovyy-bakovyy – Загл. с экрана
2. Каталог описаний и схем по электротехнике № 4 "Электроэнергетика". Выпуск 1. 2005 г.
3. Стандарт организации ОАО РАО «ЕЭС России» Электроэнергетика. Термины и определения СТО 17330282.27.010.001-2008;
4. Элегазовые выключатели [Электронный ресурс]. – обращение к документу 01.02.2020. <https://elektroapparat.ru/products/vyklyuchateli/> – Загл. с экрана
5. Элегазовые выключатели распределительных устройств высокого напряжения: учебное пособие / В.В. Афонин, К.А. Набатов. – Тамбов: Изд-во Тамб. гос. техн. ун-та, 2009. – 96 с. – 100 экз. – ISBN 978-5-8265-0797-1.
6. Элегазовые колонковые выключатели [Электронный ресурс]. – обращение к документу 01.02.2020. <http://www.uetm.ru/ru/katalog-produktsii/?url=Kolonkovye+vyklyuchateli+> – Загл. с экрана.

АНАЛИЗ СХЕМЫ ВЫДАЧИ МОЩНОСТИ КУЗНЕЦКОЙ ТЭЦ

Н.А. Отрашевский, Н. М. Космынина

Научный руководитель - доцент Н. М. Космынина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В 1940 в г. Сталинске (г. Новокузнецке) было намечено строительство алюминиевого, ферросплавного и вагоностроительного заводов. Для их энергоснабжения прорабатывались планы сооружения Кузнецкой ТЭЦ мощностью 150 МВт. 17 июня 1944 года Кузнецкая ТЭЦ была пущена в эксплуатацию. Работы по расширению ТЭЦ продолжались непрерывно до 1992 года. Основным топливом для Кузнецкой ТЭЦ являются каменные угли Кузнецкого месторождения, а для растопки энергетических котлов используется мазут.

Установленная электрическая мощность Кузнецкой ТЭЦ составляет 108 МВт, тепловая мощность – 976 Гкал.

Электростанция поставляет промышленный пар для Новокузнецкого Алюминиевого завода (НКАЗ), для завода фармакологии ООО «Органика», а также поставляет горячую воду для населения.

Потребители электроэнергии: НКАЗ, Новокузнецкий ферросплавный завод (КФЗ), пищевой комбинат, энергосистема.

Кузнецкая ТЭЦ имеет компоновку тепловой схемы с поперечными связями (рис. 1). Основное оборудование состоит из двух групп: части низкого давления $P=30 \text{ кгс/см}^2$ (НД) и части высокого давления $P=100 \text{ кгс/см}^2$ (ВД), а между паропроводами НД и ВД располагаются турбоагрегаты, которые при работе связывают данные ступени давления пара, что позволяет использовать избыток пара с котлов группы $P=100 \text{ кгс/см}^2$ на турбинах группы $P=30 \text{ кгс/см}^2$.

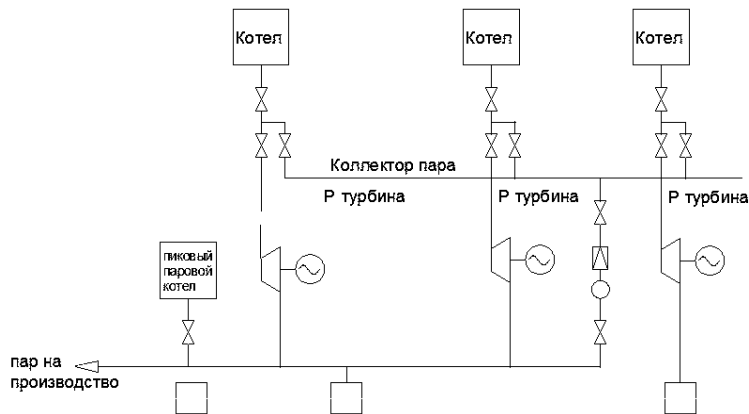


Рис.1 Фрагмент тепловой схемы Кузнецкой ТЭЦ

Обычно на большинстве ТЭЦ устанавливаются теплофикационные турбины (тип Т), которые имеют регулируемые клапаны для отбора пара для тепловых потребителей. На Кузнецкой ТЭЦ же большинство турбин на станции являются турбинами противодействия (тип Р), то есть к тепловым потребителям отправляется весь отработанный в турбине пар, что делает выдачу электроэнергии зависимой от графиков выдачи теплотенергии.

На рисунке 2 изображена схема выдачи электроэнергии внутренним и внешним потребителям.

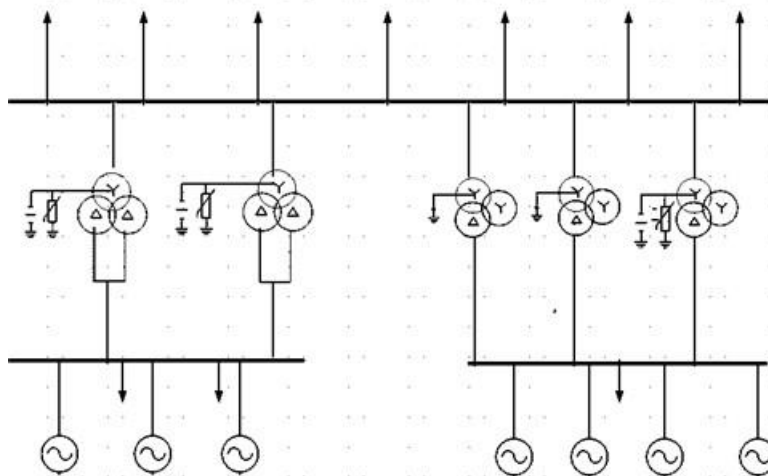


Рис.2 Схема выдачи мощности потребителям

На рисунке показаны три распределительных устройства, от которых питаются внешние потребители с напряжениями: 110 кВ, 10 кВ и 6 кВ.

Связь Кузнецкой ТЭЦ с энергосистемой осуществляется с ОРУ-110 кВ по 5 линиям 110кВ: Еланская I цепь с отпайкой на ПС Орджоникидзевская; Еланская II цепь с отпайкой на ПС Орджоникидзевская; Еланская III цепь; КФЗ-2 I цепь с отпайкой на ПС КФЗ-1; КФЗ-2 II цепь с отпайкой на ПС КФЗ-1.

Связь между ГРУ-6 кВ и ОРУ осуществляется трансформаторами с расщепленной обмоткой на стороне НН, а связь между ГРУ-10 кВ и ОРУ - трехобмоточными трансформаторами, у которых используются только обмотки НН и ВН.

На Кузнецкой ТЭЦ установлено 7 турбогенераторов сравнительно небольшой мощности (от 12 до 36 МВт).

Все турбогенераторы на Кузнецкой ТЭЦ имеют воздушную систему охлаждения. Следует также отметить, что турбогенератор ТГ-11 изначально имел водородное охлаждение, но в течение эксплуатации было решено заменить водородную систему охлаждения на воздушную ввиду низкой загрузки генератора и более дешевого обслуживания воздушного охлаждения по сравнению с водородной. Два из всех турбогенераторов всегда остаются в режиме холодного резерва, то есть для их запуска понадобится от 3 до 6 часов.

Большинство турбогенераторов на Кузнецкой ТЭЦ имеют преимущественно бесщеточную возбуждения, достоинством которой является отсутствие контактных колец и щеток, что упрощает эксплуатацию генераторов и уменьшает их длину. ТГ-6 имеет статическую тиристорную систему самовозбуждения, а ТГ-11 - электромашинную систему возбуждения.

Вследствие указанного выше типа турбин, выдача электрической мощности полностью зависит от выдачи теплотенергии. Так, в связи с этим в летнее время при отсутствии отопления у населения в работе находятся только 2-3 генератора и выдача мощности оказывается равной до 25 МВт при установленной мощности в 108 МВт.

На Кузнецкой ТЭЦ имеется свыше 60 силовых трансформаторов 4 классов напряжений: 110 кВ, 10 кВ, 6 кВ, 3 кВ и 0,4 кВ (испытательные, находящиеся в электролаборатории). Следует также отметить что трансформатор Т-3-32 является сборкой из трех однофазных трансформаторов, что значительно увеличивает его габариты на РУ

Приведем ниже расшифровку типов трансформаторов, представленных в табл. 1:

Таблица 1

Маркировка трансформаторов

| № | Станционный номер | Тип | Расшифровка |
|---|-------------------|----------------|--|
| 1 | Т-1-63 и Т-2-63 | ТРП 63000-123 | Т- трехфазный, R – расщепленная обмотка НН |
| 2 | Т-3-32 | OAD | О – однофазный |
| 3 | Т-5-63 | ТДТН-63000/110 | Т- трехфазный; Д – Д- принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла; Т –трехобмоточный; Н - регулирование напряжения под нагрузкой |
| 4 | Т-6-40 | ТДТН-40500/110 | То же, Г - грозоупорный |

При этом регулирование напряжения под нагрузкой (РПН) имеют только 3 трансформатора (2 трансформатора класса напряжения 110 кВ и 1 трансформатор класса напряжения 10,5 кВ), остальные же трансформаторы имеют ПБВ; недостаток которого заключается в том, что для регулирования напряжения нужно отключать трансформатор. Все силовые трансформаторы мощностью свыше 10 МВА включительно на Кузнецкой ТЭЦ имеют принудительное воздушное охлаждение, остальные трансформаторы имеют естественное воздушное охлаждение.

Таким образом, можно сделать вывод, что на данной ТЭЦ имеется как устаревшее, так и новое оборудование. К примеру, на двух секциях РУСН-3,15 кВ используется американское оборудование, которое и по сей день показывает высокую функциональность, а также на ОРУ-110 кВ на пяти линиях установлены новые элегазовые выключатели. Среди устаревшего оборудования можно выделить силовые трансформаторы на ОРУ-110 кВ: Т-3-32, Т-5-63, Т-6-40, установленные еще в прошлом веке, и имеющие значительные габариты, а также двигатели постоянного тока на ПСУ, которые в настоящее время заменяются электроприводом с асинхронными электродвигателями и частотными преобразователями.

Литература

1. Кузнецкая ТЭЦ [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – Режим доступа: <https://sibgenco.ru:80/about/company/generation/kuznetskaya-tets/>, свободный. - Загл. с экрана. – Режим (дата обращения: 26.01.2020).
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. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций: учебник для техникумов. / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. — 4-е изд., стер. — Екатеринбург: АТП, 2015. — 648 с.: илл.
4. 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.

АНАЛИЗ ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ 500/220/10

В.А. Пак

Научный руководитель - доцент Н. М. Космынина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В соответствии с разработанной в 1969 г. Сибирском отделении института «Энергосетьпроект» схемой развития Объединенной энергосистемы Центральной Сибири в 1974 году институтом «Томскэнергосетьпроект» была спроектирована подстанция - 500 кВ «Томская». Оптимальный выбор площадки подстанции расположен на расстоянии 30 км к северо-востоку от города Томска. Подстанция 500 кВ «Томская» установленной мощностью 1002 МВА построена в 1980 году [1].

Функция подстанции – трансформация с одного уровня на другой электроэнергии и распределение ее между потребителями.

Подстанция предназначена для усиления связи Томской энергосистемы с объединенной энергосистемой Сибири, централизованного и надёжного электроснабжения перекачивающих насосных станций нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск», компрессорных станций газопровода «Мыльджино – Кузбасс и Нижне-Вартовское – ПарABELь» [1].

Подстанция-500 кВ «Томская» - это мощная узловая подстанция системного значения. По характеру питания нагрузки и выдачи мощности подстанция через автотрансформаторы из сети высшего напряжения в сеть среднего напряжения выдает мощность. По местоположению является коммутационным узлом системы, по линиям которого проходят большие межсистемные потоки мощности через сторону высшего напряжения. По способу управления оборудованием – с постоянным оперативным персоналом.

Учитывая присоединения к подстанции особо важных объектов электропотребления, подстанция относится к первой категории электроснабжения.

На рис. 1. представлена структурно-принципиальная схема подстанции.

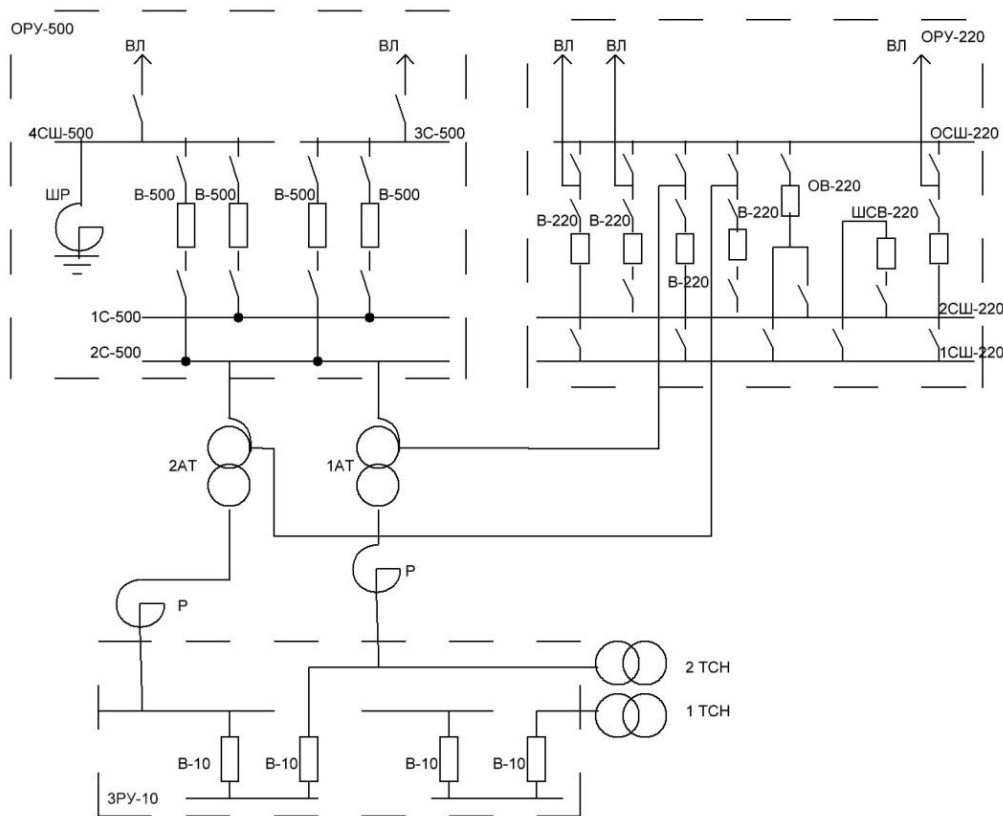


Рис.1 Структурно-принципиальная схема подстанции

Основными объектами подстанции являются:

- открытые распределительные устройства напряжением 500 и 220 кВ,
- шунтирующие реакторы и силовые автотрансформаторы, токоограничивающие реакторы,
- общеподстанционный пункт управления,
- релейный щит,
- открытый склад трансформаторного масла,

- трансформаторно-масляное хозяйство,
- компрессорная станция,
- насосная станция пожаротушения.

Открытое распределительное устройство напряжением 500 кВ принято по схеме «четырёхугольника» по два выключателя в линии, то есть с двойным присоединением.

Схема обладает высокой надёжностью и имеет существенные преимущества:

- при повреждении на шинах подстанции транзит не нарушается [2];
- практически исключается полное погашение подстанции, что ведет к отсутствию ущерба от недоотпуска электроэнергии [2];
- вероятность отказа выключателя в нормальной эксплуатации, так и во время аварии чрезвычайно мала, так как схема позволяет в любое время производить опробование и ревизию выключателей без нарушения схемы [2];
- возможность осуществлять пофазное автоматическое повторное включение (АПВ) линий.
- использование разъединителей в схеме только для ремонтных работ;
- возможность поэтапного развития подстанции на базе идентичных конструктивных элементов.

К недостаткам схемы можно отнести более сложный выбор разъединителей и трансформаторов тока.

Полный перерыв электроснабжения при схеме «четырёхугольника» может произойти лишь в случае совпадения отказа одного выключателя или аварии одной линии или автотрансформатора с ревизией выключателя другой параллельной цепочки или другой линии, или другого автотрансформатора, а также при совпадении отказов обеих линий или обоих автотрансформаторов.

Открытое распределительное устройство напряжением 220 кВ выполнено по схеме одна рабочая и обходная система шин. Эта схема отвечает требованиям условий для ревизии и опробования выключателей без перерыва электроснабжения потребителей. Каждый выключатель обслуживает только одну цепь. Разъединители необходимы для снятия напряжения с оборудования, при этом не используются как оперативные аппараты.

Рабочая система шин, состоит из двух секций шин соединенная секционным выключателем. Наличие секционного выключателя позволяет при необходимости вывод в ремонт одного из вводных выключателей автотрансформаторов без нарушения электроснабжения и обеспечивает большую оперативную гибкость, при этом увеличивает капитальные затраты.

Также в схеме предусмотрен обходной выключатель, который с помощью развилки из двух разъединителей присоединяется к любой секции. При необходимости обходной выключатель может заменить любой другой выключатель, выведенный в ремонт без нарушения электроснабжения. Обходная система шин находится без напряжения в нормальном режиме.

К недостаткам схемы можно отнести:

- в случае ремонта шин или шинных разъединителей потребность отключения всех цепей, присоединенных к секции;
- при коротком замыкании на линии отказ в работе выключателя влечет за собой отключение секции;
- неисправность секционного выключателя равносильно на обеих шинах короткому замыканию, что приводит к отключению всех присоединений.

На подстанции есть шунтирующие реакторы и установлены две группы из трех однофазных трехобмоточных автотрансформаторов типа АОДЦТН-167000/500/220/10 кВ мощностью 501-МВА (3 x 167 МВА), со встроенным устройством регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) резисторного типа на стороне среднего напряжения. Регулирование напряжения осуществляется с помощью трех однофазных регуляторов, имеющих электропривод с автоматическим управлением. Нейтраль автотрансформаторов глухозаземлена. Обмотки низшего напряжения 10 кВ соединены в треугольник. С обмоток среднего напряжения автотрансформаторов через вводные выключатели напряжение поступает на открытое распределительное устройство напряжением 220 кВ.

Автотрансформаторы и шунтирующие реакторы установлены на рельсовом основании на собственных катках. Внутриплощадочный железнодорожный путь перекачки предназначен для транспортировки автотрансформаторов и шунтирующих реакторов от места установки к ремонтной башни ревизии трансформаторов для проведения капитальных ремонтов.

Для управления электроустановкой предусмотрен общеподстанционный пункт управления. В общеподстанционном пункте управления расположен главный щит управления с панелями релейной защиты, управления, автоматики, щит постоянного и переменного тока, сигнализации.

Оперативное обслуживание подстанции принято круглосуточное с дежурством на главном щите управления оперативным персоналом по два человека в смену.

Также на подстанции имеются открытый склад трансформаторного масла, трансформаторно-масляное хозяйство, компрессорная станция, насосная станция пожаротушения.

Литература

1. РОССЕТИ ФСК ЕЭС [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – Режим доступа: https://www.fsk-ees.ru/press_center/company_news/archive.php?ELEMENT_ID=215093&sphrase_id=55257, свободный. - Загл. с экрана.
2. Фролов Ю.М., Шелякин В.П. Основы электроснабжения: Учебное пособие. - СПб: Лань, 2012. - 480 с.: ил. – (Учебник для вузов. Специальная литература).

РАЗРАБОТКА И ОБОСНОВАНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ УГЛОМ ТАНГАЖА ВЕТРОТУРБИНЫ

И.А. Разживин, А.Б. Аскаров, А.В. Киевец

Научный руководитель - зав. НИЛ МЭЭС Андреев М.В.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Промышленные объекты нефтегазового сектора в России в большинстве своём расположены в северной части нашей страны. Известно, что для электроэнергетики, объекты нефтегазового сектора Севера нашей страны являются децентрализованными и в большинстве своем работают в изолированном режиме. Перспективным направлением, позволяющим в значительной степени решить проблемы децентрализованного электроснабжения, является возобновляемая энергетика, в частности ветроэнергетика [1].

Выработка электрической энергии ветроэнергетическими установками (ВЭУ) зависит от скорости ветрового потока, поэтому большое внимание при проектировании и эксплуатации ВЭУ уделяется вопросам эксплуатации ВЭУ в различных ветровых режимах. Для извлечения максимального КПД, разрабатываются системы контроля и управления механическими и электрическими параметрами ВЭУ, обеспечивающие бесперебойное электроснабжение в различных ветровых режимах. Одним из важных в системе автоматического управления ВЭУ является управление углом поворота лопастей ветроколеса β , позволяющее при скорости ветра выше номинальной для конкретной ВЭУ обеспечивать ее нормальную работу, а при сильном ветре защищать лопасти от повреждения, также управление углом поворота лопастей β позволяет плавно пускать и аварийно останавливать ВЭУ [2].

Сегодня все современные ВЭУ оснащены системой «pitch-регулирования» (изменение угла атаки лопастей β в соответствии со скоростью ветра).

На рисунке 1 представлена зависимость изменения мощности ВЭУ от скорости ветра и угла поворота лопастей β . Управление осуществляется по 3 основным зонам [3].

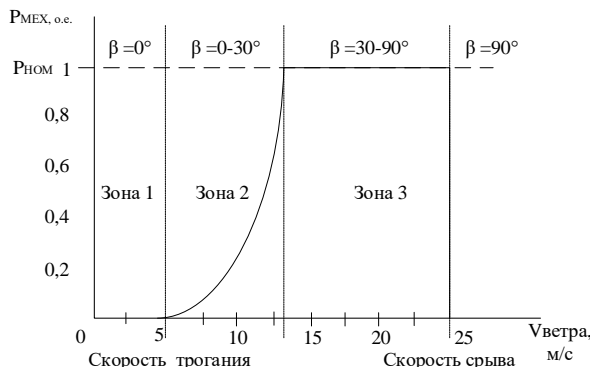


Рис. 1 Зависимость механической мощности $P_{Мех}$ от β , где: Зона 1 – Запуск ВЭУ. Датчики скорости ветра и система автоматического управления (САУ) ВЭУ определяют его скорость, если скорость соответствует необходимой для возможности запуска ВЭУ (согласно паспортным данным), САУ начинает выполнять сценарий запуска ВЭУ. При этом, лопасти ветроколеса находятся в начальном положении, тем самым воздействие ветрового потока приходится на максимально возможную площадь лопастей; Зона 2 – Рабочий режим ВЭУ. САУ выполняет сценарий максимальной выработки мощности ВЭУ. Зона 3 – Предельный режим работы ВЭУ. САУ выполняет сценарий ограничения коэффициента использования энергии ветра, чтобы не выйти за пределы электрических и механических расчетных нагрузок ВЭУ. В Зоне 3 вал ротора вращается с номинальной частотой, изменение угла поворота лопастей β сокращает площадь сопротивления ветровому потоку.

Значение угла установки лопастей ВК устанавливается согласно паспортных значений ВЭУ или по мощностным характеристикам ВЭУ, т.е. кривым зависимости мощности, вырабатываемой ВЭУ от быстроходности ветроколеса Z и от угла поворота лопастей β . САУ углом поворота лопастей β подает управляющий сигнал на сервопривод, регулирование происходит по заданным законам управления, контролируя частоту вращения вала ротора или мощность генератора в зависимости от типа ВЭУ [4].

Система управления реализуется по ПИ- и ПИД-законам регулирования. В САУ ВЭУ, благодаря своим преимуществам применяются ПИ-регуляторы, которые характеризуются более плавным переходным процессом в сравнении с ПИД регуляторами. Наличие шумов в канале измерения в системе с ПИД-регулятором приводит к значительным случайным колебаниям управляющего сигнала регулятора, что увеличивает дисперсию ошибки регулирования.

Модель САУ с ПИ-управлением углом поворота лопасти описывается следующими уравнениями:

$$\frac{d\beta}{dt} = -\frac{1}{T} \cdot \beta + \frac{1}{T} \beta_{уст},$$

$$\left(\frac{d\beta}{dt} \right)_{min} \leq \frac{d\beta}{dt} \leq \left(\frac{d\beta}{dt} \right)_{max}, \quad (1)$$

где: T – постоянная времени сервопривода.

На рисунке 2 приведена комбинированная структурная схема управления углом поворота лопасти β , обеспечивающая возможность использования данной модели для любых типов ВЭУ.

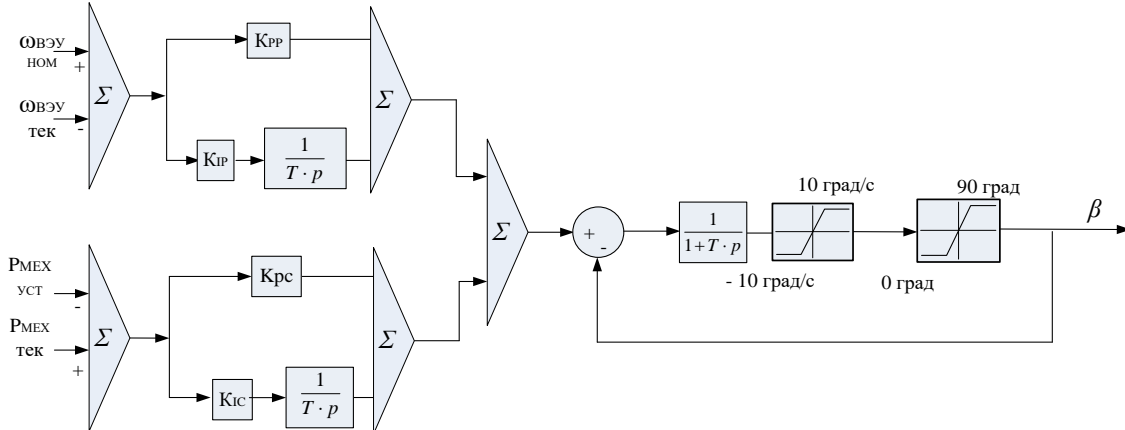


Рис. 2 Структурная схема управления углом поворота лопасти β

Значения $P_{МЭХ_{тек}}$, $\omega_{ВЭУ_{тек}}$, измеренные датчиками сравниваются с заданными $P_{МЭХ_{уст}}$ и $\omega_{ВЭУ_{уст}}$, ошибка передается в ПИ – регулятор, на выходе которого формируется управляющий сигнал на сервопривод. Для получения адекватного воспроизведения работы сервопривода, в контур вводятся дополнительные ограничения, в соответствии с паспортными данными по САУ ВЭУ: максимальная скорость изменения угла наклона в среднем ± 10 град/с и максимальное положение угла (от 0 до 90 град).

Проведены тестовые испытания представленной математической модели САУ углом поворота лопастей β во Всережимном моделирующем комплексе реального времени электроэнергетических систем (ВМК РВ ЭЭС), разработанном в ТПУ с готовым блоком САУ углом поворота лопастей в коммерческом программно-вычислительном комплексе PSCAD (рис. 3).

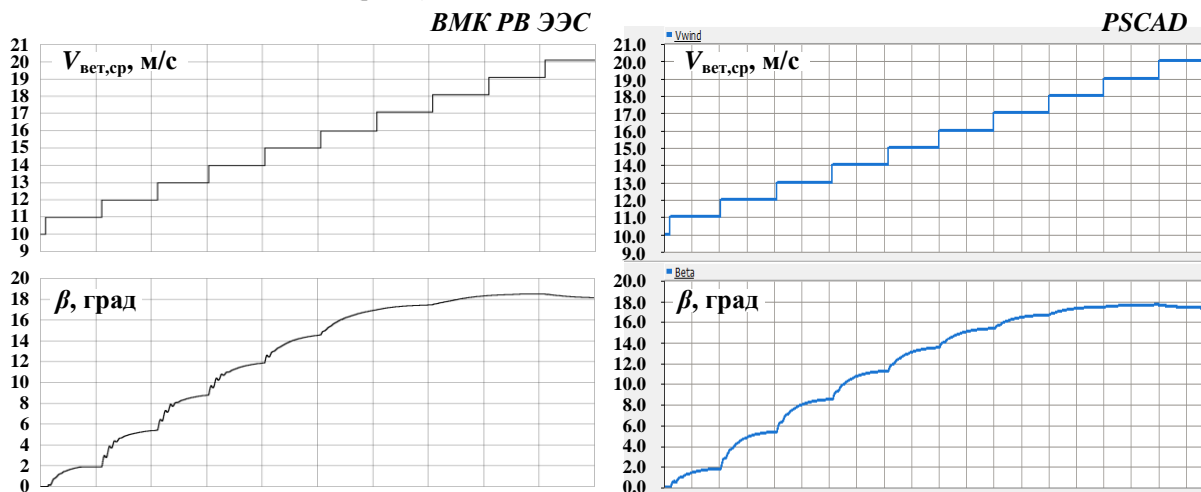


Рис. 3 Осциллограммы САУ углом поворота лопастей ВЭУ, при ступенчатом изменении скорости ветра (от 5 м/с до 10 м/с, с шагом 1 м/с)

Результаты моделирования совпадают, разработанная модель может использоваться для любых типов ВЭУ. Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования РФ, грант МК-1675.2019.8

Литература

1. Башмаков И.А., Повышение эффективности энергоснабжения в северных регионах России, Энергосбережение № 2–2017, с. 46-52.
2. Dong-Choon Lee, Tan Luong Van, and Thanh Hai Nguyen, "Advanced Pitch Angle Control Based on Fuzzy Logic for Variable-Speed Wind Turbine Systems," IEEE Trans., Energy Conversion, № 30, no. 2, С. 578–587, June 2015
3. Merabet, A., Thongam, J. and Gu, J. (2011) Torque and Pitch Angle Control for Variable Speed Wind Turbines in All Operating Regimes. 10th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC), Rome, 8-11 May 2011, С. 1–5.
4. Munteanu, I., Bratcu, A.I., Cutululis, N.-A., Ceanga, E. Optimal control of wind energy systems – Towards a global approach. – Springer: Verlag London, 2007. – 286 с.

**МНОГОФАКТОРНАЯ ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТВЕРДЫХ БЫТОВЫХ
ОТХОДОВ В КАЧЕСТВЕ КОМПОНЕНТОВ СУСПЕНЗИОННЫХ ТОПЛИВ**

Д.С. Романов

Научный руководитель - доцент К.Ю. Вершинина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В связи с ежегодным ростом потребления тепловой и электрической энергии, также растет доля потребления ископаемых ресурсов. Добыча энергетических ресурсов для производства тепловой и электрической энергии ведет к истощению общемировых запасов полезных ископаемых, а также формированию большого количества отходов. Также в ходе жизнедеятельности человека ежегодно формируется большое количество отходов органического и неорганического происхождения. Исходя из данных, представленных в [6], можно сказать, что около 44% всех общемировых отходов, формируемых человеком это органические вещества, 17% – пластмасса, 12% – бумага и картон, 14% – несортируемые отходы, 13% – прочие отходы (металлы, стекло, дерево, резина). Ежегодный прирост твердых бытовых отходов (ТБО) во всем мире составляет 1.3 – 1.5 млрд. тонн [1, 3, 4].

Одним из вариантов обращения с отходами является использование их в качестве компонентов композиционных жидких топлив (КЖТ). Основу КЖТ могут представлять отходы угле- и нефтепереработки, в качестве дополнительных компонентов возможно включать ТБО [2]. При подсчете конечной эффективности новых топливных составов необходимо учитывать сразу несколько критериев оценки (экологические, экономические, энергетические). Для многофакторной оценки целесообразно применять методы анализа данных на основе MCDM (Multiple-criteria decision-making). В рамках данной работы планируется сопоставить несколько составов КЖТ для разных регионов мира с применением MCDM.

Weight sum method

Данная методика основана на определении весового коэффициента для фактора, который влияет на конечный результат [5]. Несмотря на то, что критерии, определяющие эффективность топлива, имеют разные единицы измерения, данный метод можно использовать при приведении каждого критерия к нормальному виду. Значения сопоставленных критериев лежат в пределах от 0 до 1 и не имеют размерности.

Суммарное значение всех весовых коэффициентов должно быть равно 1. Значения весовых коэффициентов принимаются исходя из требований и пожеланий конечного потребителя. После назначения всех весовых коэффициентов каждый вариант А с использованием формулы (1) характеризуется одним числом – значением взвешенной суммы критериев:

$$A = \sum w_j \times x_{ij} \quad (1)$$

где w_j – весовой коэффициент для каждого критерия,

x_{ij} – нормализованное значение критерия.

Вариант считается наиболее предпочтительным, если взвешенная сумма критериев является максимальной.

Оценка эффективности топливных смесей по WSM

При оценке эффективности топливной композиции необходимо учитывать ряд показателей, необходимых для более точного определения коэффициента эффективности топливной смеси. Все показатели для более удобного обращения были разделены на группы по некоторым признакам.

В данной работе было выделено 4 группы:

1. технико-экономические показатели (включает стоимость и доступность топливных компонентов);
2. энергетические показатели (оценка характеристик воспламенения и горения топлива, теплота сгорания);
3. экологические показатели (оценка влияния топлива на окружающую среду);
4. показатели безопасности (оценка возможности работы с топливом в безаварийном режиме).

В рамках работы производилось сравнение нескольких топливных смесей на основе отходов и угольной пыли по вышеуказанным группам критериев.

Топливные смеси представлены в таблице 1.

Таблица 1

Исследуемые топливные композиции

| № | Состав |
|---|---|
| 1 | 100% фильтр-кек (влажный) |
| 2 | 15% угольный шлам, 25% фильтр-кек, 10% опилки, 50% вода |
| 3 | 15% угольный шлам, 25% фильтр-кек, 10% остаток пиролиза автомобильных шин, 50% вода |
| 4 | 90% фильтр-кек, 10% картон |
| 5 | 100% уголь Д |

Результаты и обсуждения

Использование отходов углеобогащения или ТБО позволяет повысить эффективность топлива на 24–40% для России; на 14–34% для США; на 17–33% для Индии. Самым высоким значением эффективности обладает топливная композиция: 100% фильтр-кек. Это связано с тем, что данный вид топлива является наиболее дешевым,

обладает высокими абсолютными значениями критериев оценки эффективности, а также не требует больших финансовых вложений для создания системы транспортировки и хранения. Самым низким значением эффективности из рассматриваемых топлив обладает топливная смесь следующего состава: 15% угольный шлам, 25% фильтр-кек, 10% остаток пиролиза автомобильных шин, 50% вода. Результатом низкого значения эффективности топлива, может являться то, что в компонентный состав топлива входят вода и остаток пиролиза автомобильных шин. Как следствие, снижается теплотворная способность топлива и повышается стоимость (за счет высокой стоимости и низкой доступности пиролизного остатка отработанных шин).

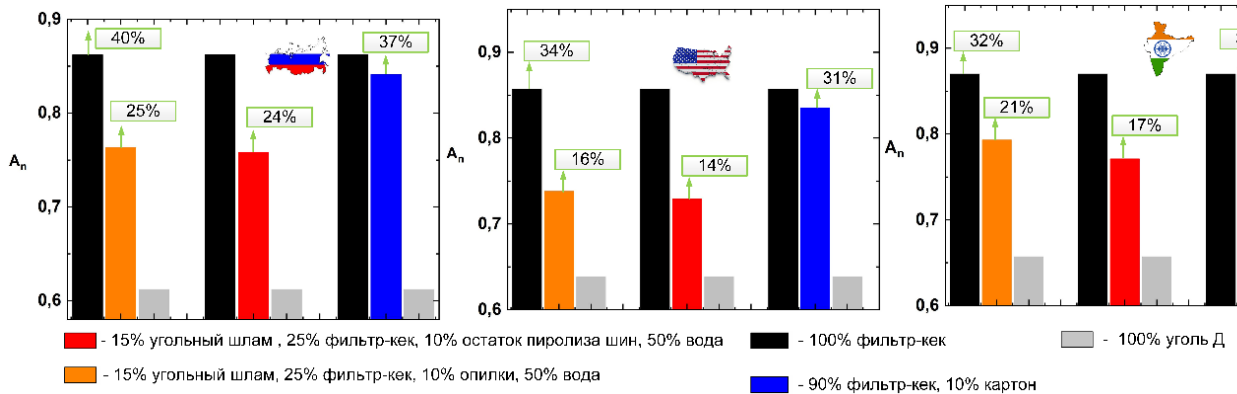


Рис. 1. Показатель эффективности топливных смесей, рассчитанный с использованием WSM относительно пылеугольного топлива

Заключение

Рассмотрены различные методы оценки эффективности топлив. Для удобства и расчета эффективности был выбран WSM, как один из простых методов. WSM подразумевает задание весовых коэффициентов для группы значимых факторов в зависимости от условий и требований (приоритетов), предъявляемых к топливу и его использованию. Визуальное представление круговых диаграмм, а также множество выбранных критериев (C , C_{TR} , A , τ_{d1} и т.д.) позволяют проанализировать эффективность топливной смеси относительно установленных приоритетов. Рассматривая все факторы, влияющие на эффективность топлива, можно сказать, что практически по 80% критериям, пылеугольное топливо проигрывало другим видам топливных смесей.

WSM метод показал, что для России и США целесообразно использовать фильтр-кек в качестве альтернативного топлива для теплогенерирующих установок. Для Индии рекомендуется использовать топливную композицию, состоящую из 90% фильтр-кека и 10% картона. Использование данных топливных композиций вместо традиционных топлив позволит экономить около 1 млрд. т твердого ископаемого топлива в течение 15–20 лет при утилизации около $25 \cdot 10^9$ т отходов углеобогащения, $0,25 \cdot 10^9$ т твердых бытовых отходов.

Работа выполнена в рамках проекта ВИУ ИШФВП 60/2019.

Литература

- Edjabou, M.E., Martín-Fernández, J.A., Scheutz, C., Astrup, T.F. Statistical analysis of solid waste composition data: Arithmetic mean, standard deviation and correlation coefficients//Waste Management. – 2017. – №69. – p. 13–23.
- Glushkov D, Kuznetsov G, Paushkina K, Shabardin D. The main elements of a strategy for combined utilization of industrial and municipal waste from neighboring regions by burning it as part of composite fuels//Energies. – 2018. – №11(10).
- Malinauskaitė, J., Jouhara, H., Czajczyńska, D., Stanchev, P., Katsou, E., Rostkowski, P., Thorne, R.J., Colón, J., Ponsá, S., Al-Mansour, F., Anguilano, L., Krzyżyńska, R., López, I.C., Vlasopoulos, A., Spencer, N. Municipal solid waste management and waste-to-energy in the context of a circular economy and energy recycling in Europe//Energy. – 2017. – №141. – p. 2013–2044.
- Milutinović, B., Stefanović, G., Đekić, P.S., Mijailović, I., Tomić, M. Environmental assessment of waste management scenarios with energy recovery using life cycle assessment and multi-criteria analysis//Energy. – 2017. – №137. – p. 917–926.
- Wimmmler C., Hejazi G., de Oliveira Fernandes E., Moreira C., and Connors S. Multi-Criteria Decision Support Methods for Renewable Energy Systems on Islands//J. of Clean Energ. Technol. – 2015. – №3. – p. 181 – 192.
- World Bank, 2018. What a Waste 2.0. A Global Snapshot of Solid Waste Management to 2050. <https://www.worldbank.org/en/news/infographic/2018/09/20/what-a-waste-20-a-global-snapshot-of-solid-waste-management-to-2050> (accessed 25 March 2019)

ПРОГРАММНО-АППАРАТНАЯ ПЛАТФОРМА ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ
ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

Н.Ю. Рубан, В.Е. Рудник, С.В. Ткаченко

Научный руководитель - доцент Н.Ю. Рубан

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Электроснабжение промышленных объектов нефтегазового сектора России зачастую осуществляется децентрализованно, что характерно прежде всего для северных районов нашей страны. Для электроснабжения потребителей изолированных районов во всем мире все чаще используют возобновляемые источники энергии, в том числе ветроэнергетические установки. Между тем известно, что именно северные районы России обладают наибольшим ветропотенциалом. Таким образом, использование ветроэнергетических установок позволяет в значительной степени решить проблему децентрализованного электроснабжения изолированных районов [1].

Оценить эффективность функционирования ветроэнергетической установки конкретного типа в конкретном районе электроснабжения возможно посредством математического моделирования. Одним из вариантов моделирования, обеспечивающим наиболее адекватное воспроизведение процессов в оборудовании и электрической сети, является гибридное моделирование [2]. В рамках данного подхода разработана программно-аппаратная платформа, позволяющая проводить всесторонние исследования моделей ветроэнергетических установок. Структурная схема указанной платформы представлена на рис. 1.

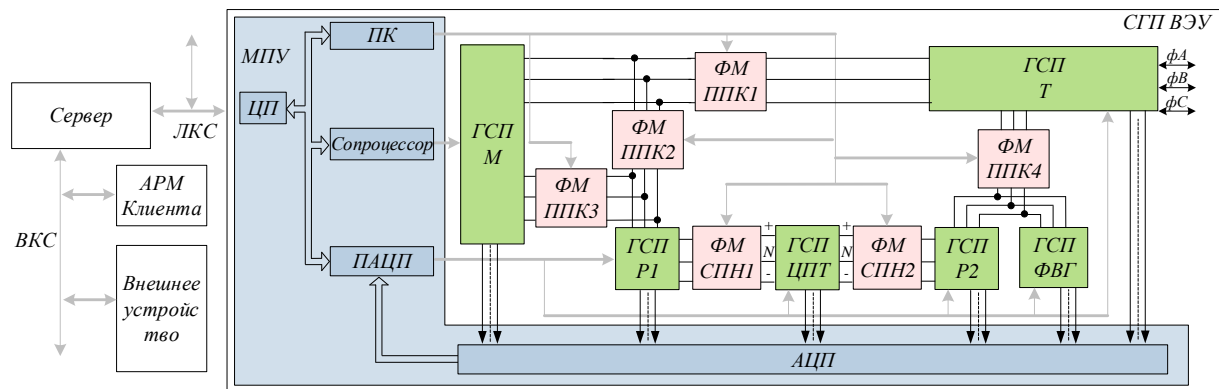


Рис. 1. Структурная схема программно-аппаратной платформы: МПУ – микропроцессорный узел, ПК – процессор коммутации, ЦП – центральный процессор, ПАЦП – процессор аналого-цифрового преобразования, СГП ВЭУ – специализированный гибридный процессор ветроэнергетической установки, ГСПМ (Т, Р, ФВГ) – гибридный сопроцессор электрической машины (трансформатора, реактора, фильтра высших гармоник), ФМ СПН (ППК) – физическая модель статического преобразователя напряжения (продольно-поперечного коммутатора), ЛКС (ВКС) – локальная (внешняя) компьютерная сеть

В данной структурной схеме микропроцессорный узел обеспечивает все информационно-управляющие функции специализированного гибридного процессора ветроэнергетической установки: коммуникации с сервером платформы, прием и обработка данных моделирования, реализация систем автоматического управления, управление параметрами моделируемого оборудования, в том числе состоянием цифруправляемых аналоговых ключей физической модели статического преобразователя напряжения и продольно-поперечного коммутатора.

Центральный процессор предназначен для обеспечения взаимодействия посредством локальной компьютерной сети между сервером платформы и процессором аналого-цифрового преобразования, сопроцессором и процессорами коммутации, и выполняет функции приема от сервера платформы режимных данных и задание их в соответствующие гибридные сопроцессоры, передачу данных моделирования на Сервер платформы, синхронизации работы всех процессоров микропроцессорного узла.

Посредством процессора аналого-цифрового преобразования обеспечивается аналого-цифровое преобразование, чтение и обработка данных моделирования гибридных сопроцессоров, а также функциональное управление, включая динамическое, задаваемыми в соответствующие гибридные сопроцессоры параметрами моделируемого оборудования, в частности электрической машины, трансформатора связи и др., а также передачу необходимых режимных данных и параметров в сопроцессор. Кроме этого в процессоре аналого-цифрового преобразования осуществляется оцифровка и функциональная обработка данных моделирования для реализации алгоритмов системы автоматического управления статического преобразователя напряжения: преобразование координат, формирование управляющих воздействий для широтно-импульсной модуляции и др.

Посредством сопроцессора осуществляется прием данных от центрального процессора и процессора аналого-цифрового преобразования для решения модели ветротурбины, трансмиссии, систем возбуждения и реализации системы автоматического управления, а также для формирования и трансляции параметров в гибридный сопроцессор электрической машины ветроустановки.

В процессоре коммутации реализуются широтно-импульсная модуляция и формирование управляющих воздействий для цифруправляемых аналоговых ключей, а также быстродействующей защиты статического преобразователя напряжения и ветроэнергетической установки в целом.

Каждый гибридный сопроцессор представляет собой специализированные параллельные цифро-аналоговые структуры методически точного непрерывного неявного интегрирования в реальном времени и на неограниченном интервале систем дифференциальных уравнений математических моделей моделируемого оборудования с цифровым управлением, в том числе функциональным, параметрами данных математических моделей, осуществляемого путем цифро-аналогового преобразования, и преобразованием представленных мгновенными значениями напряжений непрерывных математических переменных входных-выходных токов в соответствующие им модельные физические токи.

Универсальность схемы достигается за счет следующих аспектов:

С помощью управления физической моделью продольно-поперечного коммутатора можно конфигурировать различные схемы ветроэнергетической установки:

- при включенном состоянии физической модели продольно-поперечного коммутатора №1, №3 и №4, и отключенном состоянии физической модели продольно-поперечного коммутатора №2 возможно воспроизведение ветроэнергетической установки 3-го типа;

- при включенном состоянии физическая модель продольно-поперечного коммутатора №2 и №4, и отключенном состоянии физической модели продольно-поперечного коммутатора №1 и №3 возможно воспроизведение ветроэнергетической установки 4-го типа.

Каждый гибридный сопроцессор может реализовывать различные типы моделируемого оборудования (например, различные виды электрических машин, двух или трехобмоточный трансформатор, различные схемы фильтров высших гармоник).

Специфика построения физической модели позволяет воспроизводить различные топологии статического преобразователя напряжения.

Для обеспечения адекватности воспроизводимых коммутационных процессов в силовых полупроводниковых ключах, в частности обеспечения вольтамперной характеристики каждого моделируемого ключа, разработанная физическая модель статического преобразователя напряжения дополняется соответствующими моделируемыми коммутациям RC-схемами замещения.

Для оценки свойств и возможностей разработанного гибридного сопроцессора электрической машины в составе платформы на примере модели синхронного генератора на постоянных магнитах, а также для подтверждения адекватности воспроизведения моделью нормальных и аномальных квазиустановившихся и переходных процессов, протекающих в машинах на постоянных магнитах, проведен комплекс экспериментальных исследований. В качестве эталонной модели, с которой производились сравнения полученных экспериментальных данных, принята модель, реализованная в программно-аппаратном комплексе Real Time Digital Power System Simulator [3]. В частности, на рис. 2 представлены результаты проверки адекватности воспроизведения переходных процессов при моделировании короткого замыкания.

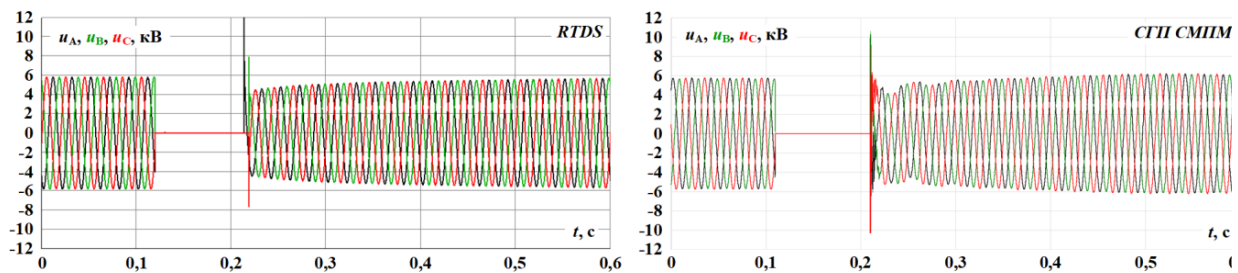


Рис. 2. Результирующие осциллограммы напряжения на выводах электрической машины при возникновении трехфазного короткого замыкания

Результаты экспериментов подтвердили высокую адекватность разработанной модели ветроэнергетической установки, при этом расхождения полученных значений оказались незначительны (менее 1%), что объясняется инструментальной погрешностью интегральных микроэлектронных элементов, используемых при разработке специализированного гибридного процессора ветроэнергетической установки.

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования РФ, грант МК-1675.2019.8.

Литература

1. Башмаков И.А. Повышение эффективности энергоснабжения в северных регионах России // ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ. – 2017. – № 2, С. 46 – 52.
2. Гусев А.С. Концепция и средства всережимного моделирования в реальном времени электроэнергетических систем // Известия Вузов. Проблемы энергетики. – 2008. № 9.10/1. – С. 164 – 170
3. Законьшек Я. Краткая история моделирования в реальном времени электроэнергетических систем // Релейщик. – 2014. – № 2 (18). – С. 20 – 23

АНАЛИЗ ЗАЩИТ ВЕТРОУСТАНОВОК ИНТЕГРИРОВАННЫХ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКУЮ СИСТЕМУ

В.Е. Рудник, Р.А. Уфа, Я.Ю. Малькова

Научный руководитель - зав. НИЛ МЭЭС М.В. Андреев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одним из перспективных направлений, позволяющих в значительной степени модернизировать электроснабжение нефтегазовых месторождений, является возобновляемая энергетика, в частности ветроэнергетика. Существуют различные типы ветроэнергетических установок (ВЭУ), среди них наиболее распространенная и используемая на сегодняшний день для работы в электроэнергетической системе (ЭЭС) это ВЭУ 4 типа, представляющая собой ветротурбину с синхронным генератором на базе постоянных магнитов (СГПМ), имеющую связь с энергосистемой через вставку постоянного тока (ВПТ), состоящей из двух статических преобразователей напряжения (СПН), выполняющих функции инвертора и выпрямителя, а также через силовой трансформатор (Тр). Актуальным является вопрос защиты ВЭУ 4 типа от различных возмущений в ЭЭС.

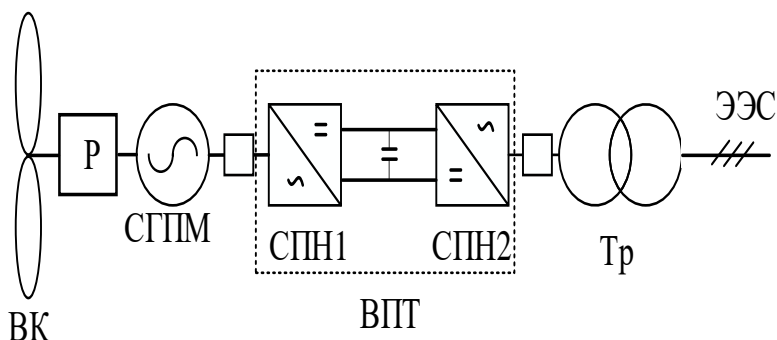


Рис. 1. Структурная схема ВЭУ 4 типа, где ВК - ветроколесо, Р - редуктор, СГПМ - синхронный генератор на базе постоянных магнитов, СПН1,2 – статический преобразователь напряжения, ВПТ – вставка постоянного тока, Тр – силовой трансформатор, ЭЭС – электроэнергетическая система

Существуют различные виды релейной защиты и автоматики (РЗА) для ВЭУ:

- Защита, реагирующая на направление мощности;
- Токовая защита без выдержки времени;
- Направленная токовая защита;
- Направленная максимальная токовая защита нулевой последовательности;
- Токовая защита от замыканий на землю без выдержки времени;
- Максимальная токовая защита (МТЗ);
- и т.д.

В настоящее время для защиты ВЭУ используют комплексные терминалы РЗА, например, такой как W650, разработанный компанией General Electric [1]. Терминал W650 был разработан в качестве основного устройства защиты ВЭУ включающий в себя набор функций, ранее выполняемых отдельными устройствами релейной защиты. W650 включает в себя: токовую защиту без выдержки времени, максимально токовую защиту, токовую защиту от замыканий на землю без выдержки времени, направленную токовую защиту, направленную токовую защиту от замыканий на землю и т.д.

При функционировании ВЭУ в ЭЭС одним из важных моментов является устойчивое функционирование как ВЭУ, так и функционирование ВЭУ с ЭЭС в целом. Для устойчивой работы к ВЭУ имеется ряд требований:

- Поддержание требуемого уровня напряжения в точке присоединения ВЭУ [3, 6];
- Требования к устойчивости в переходных процессах, вызванных короткими замыканиями [3, 6];
- Возможность регулирования активной мощности и частоты;
- Требования к условиям подключения и синхронизации;
- Требования к автоматическому повторному включению (АПВ);
- Требования к дистанционному управлению;

Для решения обозначенных выше условий требуется проведение исследований с целью установления соответствия объектов ВЭУ актуальным требованиям. Зарубежными требованиями установлено, что электростанции на базе ВЭУ должны оставаться в работе, должны работать параллельно с ЭЭС, обеспечивая поддержание уровня напряжения при различных аварийных ситуациях – способность поддержания непрерывности электроснабжения при низком напряжении (Fault.Ride.Through (FRT) или Low.Voltage.Ride.Through (LVRT)) [4,5].

LVRT дает возможность оставаться в работе ВЭУ в случаях значительного снижения напряжения. Сетевые операторы (СО) разных стран предъявляют требования к ветроустановкам, для того чтобы обеспечить возможность кратковременной работы при неисправностях в сети, приводящих к падению напряжения на 85% и в некоторых случаях ниже [6]. Функционирование LVRT определяет, что ВЭУ должна поддерживать требуемый уровень напряжения выдачей в сеть реактивной мощности, таким образом поддерживая устойчивую работу.

Определение LVRT характеристики (диапазона ее характерных точек) и соответствующая настройка релейной защиты требует проведения исследований и расчетов, учитывающих специфику функционирования каждой конкретной ВЭУ в ЭСС. В противоположном случае это может стать причиной отключения генерирующих установок и развития аварийной ситуации. Для примера во Франции в 2018 году появление короткого замыкания на линии 50 кВ привело к падению напряжения до 50 % и отключению части генерирующего оборудования, которые имели функцию LVRT, что не соответствовало характеристике из стандарта.

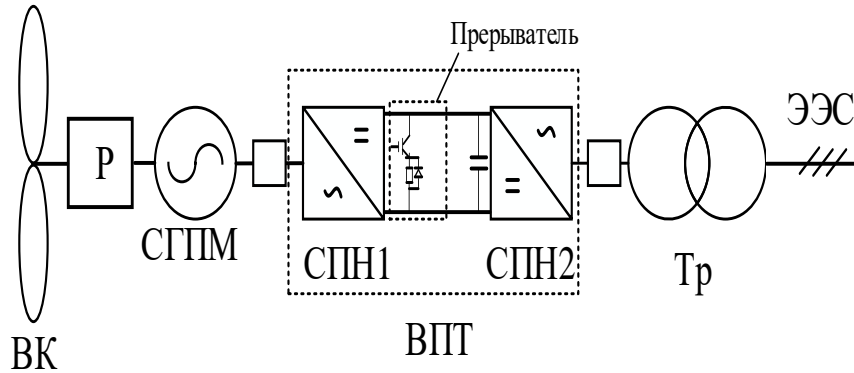


Рис. 2. Структурная схема ВЭУ 4 типа, имеющая в своем составе «Прерыватель»

Этот пример демонстрирует актуальность задачи корректной настройки и тестирования LVRT характеристики.

Для ВЭУ 4 типа необходимо учитывать так называемый «прерыватель», представляющий из себя параллельный резистор, который используется в системе защиты ВПТ (рис.2.). В режимах, когда происходит авария из-за большого количества мощности в системе ВЭУ, конденсатор цепи постоянного тока (ПТ) заряжается и возрастает напряжение ПТ, может произойти возрастание тока, которое в последующем может вывести из строя ВПТ. «Прерыватель» включается в том случае, если уровень напряжения ПТ превышает уставку (превышение допускается на 40% от номинального значения) [2]. При включении резистора в цепь ПТ конденсатор должен разрядиться и напряжение цепи ПТ уменьшается ниже порогового значения. Этот цикл повторяется с частотой переключения прерывателя.

Для соблюдения требования к автоматическому повторному включению, должна учитываться настройка АПВ линий электропередач (ЛЭП) на границе с ВЭУ, а также должны быть учтены особенности статического преобразователя напряжения, выполняющего функцию инвертора, его топологию и т.д. Что касается требований к условиям подключения и синхронизации, то синхронизация ВЭУ с ЭЭС должна выполняться в условиях длительно допустимых уровней частоты и напряжения.

Исходя из выше сказанного, можно сделать вывод, что защита ВЭУ при её функционировании в ЭЭС является важным вопросом, который требует дальнейших проработок.

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования РФ, Госзадание "Наука" № FSWW-2020-0017.

Литература

1. General Electric, W650 Wind generator protection system/ Advanced wind turbine protection and control system. [Электронный ресурс] – Режим доступа: www.gedigitalenergy.com Дата обращения: 20.01.2020.
2. Hennchen N., "Wind turbine converter fits E.ON Regulation", Frisia Schaltanlagen GmbH, accessible November 2007.
3. Nelson, R. J., & Ma, H. Short-circuit contributions of full-converter wind turbines. Paper presented at the IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2011.
4. Говорун М.Н. Подходы к организации информационного обмена между ВЭС, СЭС и ДЦ и дистанционного (теле-) управления оборудованием ВЭС, СЭС.
5. Кучеров Ю.Н., Березовский П.К., Илюшин П.В., Веселов Ф.В. Нормативно-техническое регулирование интеграции источников распределенной генерации, включая ВИЭ, в энергосистему. Совместное заседание секций технического регулирования в электроэнергетике и секции тепловых электростанций Научно-технической коллегии НП «НТС ЭЭС», подкомитета ПК-5/ТК016 «Электротехника» г. Москва, 8 июля 2015 г. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://ntsees.ru/sites/default/files/prezentaciya_po_standartizacii_trebovaniy_k_raspredgeneracii_za_rubezhom_2_10-07-2015.pdf
6. СТО 70238424.27.100.059-2009 Ветроэлектростанции (ВЭС). Условия создания. Нормы и требования. Стандарт организации НП "ИНВЭЛ". Дата введения: 2009–08–31

СЕКЦИЯ 11. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ, АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССОВ ХРАНЕНИЯ И СИСТЕМАТИЗАЦИИ ДАННЫХ В УСЛОВИЯХ ЦИФРОВОЙ МОДЕРНИЗАЦИИ

Н.Д. Тихомиров, М.С. Леин

Научный руководитель - Д.Н. Коношонкин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Актуальной темой является цифровизация промышленности, что не обошло стороной нефтегазовую отрасль. Для повышения продуктивности в выполнении поставленных задачах требуется эффективная система доступа к необходимым информационным данным. То есть в первую очередь требуется обеспечить быструю систему поиска данных и, кроме того, необходимо логически верно организовать хранение уже имеющейся и вновь поступающей информации. Хорошо выполненная систематизация информации позволяет получить отличные результаты при налаживании производства и даёт существенную экономию ресурсов и человеко-часов.

Сегодня данные, связанные с геологическими и геофизическими исследованиями скважин относятся к разряду **BigData**, для обработки которых требуется огромные информационные и технологические мощности [1].

Для воплощения таких проектов как Крузерштерн, Песцовое, Ковыкинское были проведены подробные исследования, включающие в себя полный комплекс работ таких как испытание на герметичность приращмачной зоны обсадной колонны (LOT), полный комплекс петрофизических, геофизических, геохимических и геомеханических работ, инновационные методы исследований электротомография керна и моделирование поведения пласта при обширном гидроразрыве (ГРП). Такие данные используются в одном из новейших и перспективных направлений нефтегазовой отрасли – геомеханике, и в дальнейшем, построении 4D геомеханической модели резервуара на данных полученных со скважин, что ведёт к новым методам оптимизации разработки нефтегазовых месторождений и повышению коэффициента извлекаемости нефти, путем более эффективной расстановки скважин.

Такие программы как Techlog и Petrel подразумевают работу с BigData и полную или частичную автоматизацию расчетов при построении геомеханических моделей. Однако не все типы и форматы данных могут быть считаны, а их поиск и подготовка их может занять определенное время. Эти программы могут обрабатывать данные и преобразовывать их в автоматическом режиме, но для этого необходимо задать им параметры считывания. И разница форматов является основной проблемой.

Организации, выполняющие работы по исследованию скважин предоставляет отчет, который оформлен по внутреннему регламенту компании. Разные компании имеют свой внутренний формат для оформления отчетов, который регламентирован внутренним приказом компании и отличается формой и структурой, как пример оформление по ГОСТу или по API (American Petroleum Institute).

Различное оформление отчетов по произведенным исследованиям на этапе моделирования создает колоссальную проблему, так как все эти данные собираются, систематизируются и обрабатываются вручную, что является нерациональной тратой человеко-часов и ресурсов компании. Варианты форм представлены на рисунках 1 и 2.

| СУТОЧНЫЙ РАПОРТ ПО БУРОВОМУ РАСТВОРУ № | | AKROS | |
|---|----------|--------------------------------|---------------------------------|
| Месторождение: Куст/скважина: Заказчик: | | | |
| КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ | | ОБЪЕМЫ (м ³) | |
| Ди (мм) | Ди (мм) | Глубина (м) | Объем в скважине |
| 660 | 609,2 | 0 | 100 |
| 475,3 | 450 | 0 | 479 |
| Направление кондуктор | | от до | Объем инструмента |
| | | | Объем в трубах |
| | | | Объем в за трубном пространстве |
| Забой по вертикали (м) | | Длина выности | 110,00 |
| Жесткий угол, град | | Резервные емкости | 58,20 |
| | | ОБЪЕМ ЦИРКУЛЯЦИИ | 236,65 |
| | | Объем скважины без инструмента | 132,73 |
| ПАРАМЕТРА РАСТВОРА | | | |
| Система раствора | | Регимозы НР | |
| Глубина (м) | 800 | 491 | По ГТН |
| Время | 23:00:00 | 7:00:00 | |
| Емкость | Рабочая | Рабочая | |
| Температура пробы (С) | 30 | 27 | |
| Плотность (г/см ³) | 1,25 | 1,25 | 1,25-1,30 |
| Условная вязкость (сен) | 65 | 75 | 50-70 |
| 600 об/мин | 90 | 90 | 45-60 |
| 300 об/мин | 62 | 62 | |
| 200 об/мин | 50 | 50 | |
| 100 об/мин | 38 | 38 | |
| 6 об/мин | 13 | 13 | |
| 3 об/мин | 10 | 10 | |
| Пл. вязкость (мПа*сек) | 28 | 28 | 15-30 |
| ДНС (фитс/100фт ²) | 34 | 34 | 20-30 |
| СНС 10' (фитс/100фт ²) | 9 | 8 | 8-14 |
| СНС 10' (фитс/100фт ²) | 14 | 10 | 16-28 |
| Водородная АРІ (мл/30 мин) | 4,5 | 5 | <6 |
| Водородная НТНР (мл/30 мин) | | | |
| Корка АРІ (мм) | 0,4 | 0,4 | 1 |
| Корка НТНР (мм) | | | |
| Хлориды (мг/л) | 22000 | 25000 | 20000-25000 |
| МВТ (г/см ³) | 17,5 | 0 | <50 |
| Кислотность (рН) | 10,5 | 10,5 | 8-10 |
| Щелочность (рН) | 0,5 | 0,4 | |
| Щелочность фильтрата (рН) | 0,4 | 0,3 | |
| Щелочность фильтрата (Мф) | 0,7 | 0,5 | |
| Общая жесткость (Са) (мг/л) | 200 | 80 | |
| Твердая фаза (%) | 9 | 9 | <10 |
| УВ-основа (%) | 0 | 0 | >2 |
| Вода (%) | 92 | 91 | |
| Песок (%) | 0,4 | 0,1 | <1 |
| СаСО ₃ (мг/м ³) | 140 | 145 | >100 |
| Конц. Мех-НВ (л/м ³) | 31,4 | 30 | |

Рис. 1 Структура суточного рапорта по буровому раствору компании Акрос

| Растворный сервис | | Суточный рапорт № 8 | | |
|---|---------------------------|------------------------------|----------|----------|
| Заказчик: | ПАО "Подзембургаз" | Месторождение: | | |
| Подрядчик: | ООО "Сервисный Центр СБМ" | Дата начала работ: | | |
| Буровая установка: | БУ-3000 ЭУК-1М зав. № | Дата рапорта: | | |
| Работы на 24:00 | Бурение | Дон(215,9) ф | | |
| КНБК | | Давление, кг/см ² | 80,120 | |
| Режим бурения | | Расход, литр/с | 0,35 | |
| | | Нагрузка на долото, тн | 5,12 | |
| Комментарий к режиму бурения: Бурение в шт. 114м-160тн. | | | | |
| Тип бурового раствора | | КСІ-полимерный | | |
| Наименование | | Факт по замерам | | |
| Проект | | 06:00 | 15:00 | 00:00 |
| | | Мерник 1 | Мерник 1 | Мерник 1 |
| | | 765 м. | 943 м. | 149 м. |
| Плотность, г/см ³ | до 1,13 | 1,15 | 1,15 | 1,14 |
| Усл. вязкость, сек | 40 - 55 | 46 | 48 | 50 |
| Фильтрация, см ³ /30мин | 5 - 6 | 4,8 | 4,6 | 4,8 |
| Корка, мм | до 1 | 1 | 1 | 1 |
| Липкость | | | | |
| рН | 8 - 10 | 10 | 9 | 9 |
| Песок, % | до 1 | 0,3 | 0,4 | 0,4 |
| Тв. фаза, % | до 8 | 5 | 6 | 6 |
| Пластич. вязкость, сПз | 10 - 25 | 18 | 20 | 20 |
| Смазка, % | 1 - 1,5 | 1 | 1 | 1 |
| МВТ, кг/м ³ | до 42 | 30 | 30 | 32 |
| Хлориды, мг/л | 25 000 - 35 000 | 25 000 | 24 000 | 23 000 |
| Мрамор, кг/м ³ | 60 - 80 | 80 | 84 | 82 |
| ДНС (АРІ), фунт/100фт ² | 20 - 25 | 20 | 22 | 24 |
| СНС (АРІ), фунт/100фт ² | 6-12 - 8-25 | 6-14 | 6-16 | 6-12 |

Рис. 2 Структура суточного рапорта по буровому раствору компании СБМ

Таким образом видна необходимость ввода стандартизованного формата для всех подрядных организаций.

Это однозначно положительно скажется на скорости поиска, распознавания и интерпретации необходимой информации.

Однако ввод единого формата не избавляет от проблемы поиска искомых файлов в незащищенной от изменения структуре папок.

В настоящий момент в большинстве российских компаний используется устаревший метод хранения данных – сервера с файловой системой папок от MICROSOFT и регулируются человеком вручную. Сегодня передача информации с отдаленных участков осуществляется путем передачи файлов по почте через спутниковую связь. Далее данные скачиваются на сервер компании и сохраняются в системе папок. Файлы систематизируются по дате создания и имени, которым может являться номер скважины, название месторождения или просто дата создания, что не отображает сути содержимого файла. Эти данные могут подвергнуться извлечению из общей структуры системы папок, что затрудняет ее последующий поиск другими сотрудниками. Так же существует некоторый уровень секретности данных и ограничения доступа к ним сотрудников разных отделов, что осложняет поиск искомых данных.

Процесс систематизации информации должен включать в свой состав:

- Ограничение возможности внесения изменений в структуру
- Создание логичной структуры папок
- Ввод ТЕГов (маркеров для ускоренного поиска необходимой информации)
- Новый вид сортировки данных (несколько структур)

Такие возможности предоставляют системы менеджмента файлов как GitHub, Microsoft Dynamics CRM. Они являются агрегаторами репозитория и инструментами для коллективной связи, и предоставляют возможность работы с одним файлом в разных версиях, как указано на рисунке 3.

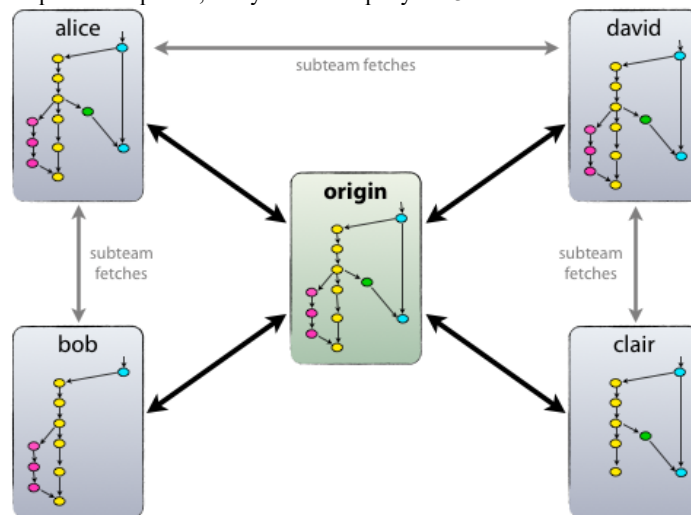


Рис. 3. Принцип децентрализованной работы

GitHub позволяет создавать открытые и закрытые хранилища данных для всех сотрудников, ограничивая доступ по принципу присвоения полномочий каждому сотруднику в сети, к их чтению [2]. GitHub позволит создать первичную структуру с файлами (Origin), и сотрудник, получая доступ к базе данных, сможет видоизменять его под свои нужды, не внося изменения в его основную версию. После изменений, сотрудник будет получать все новые или обновленные данные, вносимые в базу, непосредственно в свою версию, что освобождает от необходимости поиска их в оригинальной структуре.

Преимущество данной системы в том, что для их получения пропадает необходимость обращаться к оригинальной версии. Все обновления будут привноситься в измененную версию, либо при необходимости существует возможность корректировать пункт назначения входных данных на личном компьютере, путем изменения приоритета.

Время является основным ресурсом компании. Оперативность в принятии решений напрямую влияет на предупреждение аварий и ускорение производства, что ведет к приросту финансов и понижению показателей непроизводственного времени (НПВ). Так же оптимизация производства приведет к достижению новых высот и технологий, повышению эффективности сотрудников и снижению затрат на Information Technology (IT) сопровождение.

Литература

1. Royce Winston. Managing the Development of Large Software Systems. 1970. URL: <http://www.cs.umd.edu/class/spring2003/cmcs838p/Process/waterfall.pdf>
2. 7 ways Github has changed the open source world. Honza Pokorny, 2011. Available at: <http://habrahabr.ru/post/115403/> (accessed 12.02.2016).

**МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ СТОЛКНОВЕНИЯ КАПЕЛЬ С
НЕОДНОРОДНЫМ СОСТАВОМ В ГАЗОВОЙ СРЕДЕ**

Р.М. Федоренко, Д.В. Антонов

Научный руководитель – д.ф.-м.н., профессор П.А. Стрижак

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. Газопарокапельные потоки различного состава и дисперсности являются распространенной технологической средой для широкой группы производственных процессов [3,5,6]. Эффективность таких технологий в значительной степени зависит от скорости испарения жидкости, которая в свою очередь напрямую зависит от площади контакта с греющим теплоносителем. Поэтому минимальные размеры капель жидкости соответствуют наибольшей эффективности нагрева и испарения капель. Мелкодисперсные потоки, согласно результатам экспериментов [4], могут быть легко унесены из зоны теплообмена вследствие возникающих эффектов торможения и разворота. Одним из путей повышения эффективности испарения жидкостей является вторичное измельчение капель непосредственно в зоне теплообмена за счет столкновений между собой.

Цель настоящей работы – разработка математической модели взаимодействия капель жидкости с неоднородным составом в газовой среде.

Описание модели. Для описания столкновения капель жидкости с использованием основных физических свойств (плотность, вязкость, поверхностное натяжение) применяют безразмерные критерии: число Вебера (We), отношение размеров (Δ):

$$We = \frac{\rho U_d^2 D_0}{\sigma}; \quad \Delta = \frac{D_1}{D_2},$$

где ρ – плотность жидкости, $кг/м^3$; U_d – относительная скорость движения капли, $м/с$; D_0 – начальный размер капли, $м$; σ – коэффициент поверхностного натяжения, $Н/м$; D_1, D_2 – диаметр первой и второй капли, $м$.

Для моделирования взаимодействия капель в газовой среде применялся метод VOF (Volume of Fluid) [1]. В данном подходе жидкая и газовая фазы рассматриваются в качестве единой многокомпонентной среды, при этом распределение фаз в расчетной области определяется с помощью специальной функции маркера $F(x,y,z,t)$. Объемная доля фазы в расчетной ячейке принимается равной $F(x,y,z,t) = 0$, в случае если ячейка пустая, $F(x,y,z,t) = 1$, в случае если ячейка полностью заполнена фазой, и $0 < F(x,y,z,t) < 1$, в случае, если через ячейку проходит граница раздела фаз. В каждой ячейке сумма объемных долей всех фаз равная 1.

Отслеживание перемещения свободной границы жидкости в пространстве осуществляется путем решения уравнения переноса объемной доли фазы в ячейке.

Уравнение неразрывности для модели VOF имеет следующий вид:

$$\frac{\partial F_1}{\partial t} + \nabla \cdot (\vec{v} F_1) = 0.$$

Уравнение моментов для смеси выражается как сумма отдельных уравнений моментов всех фаз:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\rho_{12} \vec{v} \right) + \nabla \cdot \left(\rho_{12} \vec{v} \vec{v} \right) = -\nabla p + \nabla \cdot \left[\mu_{12} \left(\nabla \vec{v} + \nabla \vec{v}^T \right) \right] + \rho_{12} \vec{g} + f_{V12}.$$

где $\rho_{12} = \rho_1 \cdot F_1 + \rho_2 \cdot F_2$; $\mu_{12} = \mu_1 \cdot F_1 + \mu_2 \cdot F_2$; $f_{V12} = \sigma_{12} \frac{F_1 \rho_1 \kappa_1 \nabla F_1 + F_2 \rho_2 \kappa_2 \nabla F_2}{0.5(\rho_1 + \rho_2)}$; $\kappa_1 = -\kappa_2 = -\nabla \cdot \left(\frac{\nabla F_1}{|\nabla F_1|} \right)$.

Обозначения: F – объемная доля; f_v – сила поверхностного натяжения; g – ускорение свободного падения; p – давление; t – время; κ – кривизна поверхности; μ – динамическая вязкость, $Па \cdot с$; v – скорость, $м/с$; 1 – вода; 2 – воздух; 12 – система вода–воздух.

При расчетах использовалась динамическая адаптация сетки, позволяющая уточнять сетку вокруг границы раздела фаз и огрублять сетку в местах, где граница раздела фаз не проходит [2].

Результаты и обсуждения. На рисунке 1 представлено сравнение кадров коагуляции (слияния двух капель жидкости в одну более крупную) капель воды, полученных по результатам экспериментов (а), и концентрационных полей, полученных по результатам расчетов (б). Столкновения проводились в области, заполненной водяным паром, концентрация паров составляла 100 %, жидкость находилась при температуре 80 °С. Коагуляция капель происходит при сонаправленном движении капель (одна капля догоняет другую). На рисунке 1 показано, что режимы взаимодействия капель совпадают, контуры капель в процессе коагуляции схожи, хорошо прослеживается наблюдение всех основных стадий процесса. На кадрах также видно образование жидкого мостика между двумя каплями в процессе коагуляции. Однако, конечная форма капель и времена взаимодействия в эксперименте и в модели различаются.

На рисунке 3 показано сравнение кадров дробления каплей раствора глицерина с объемной концентрацией 50 об.%, полученных в ходе проведения экспериментов (а), и концентрационных полей, полученных по результатам моделирования (б). Столкновения каплей осуществлялись при нормальных условиях в среде, заполненной воздухом, при температуре жидкости 20 °С. Столкновение каплей осуществлялось при встречном движении каплей. На рисунке 3 показано, что кадры основных стадий процесса дроблений каплей схожи, однако количество вторичных каплей, их размеры, а также времена взаимодействия каплей в модели и эксперименте отличаются.

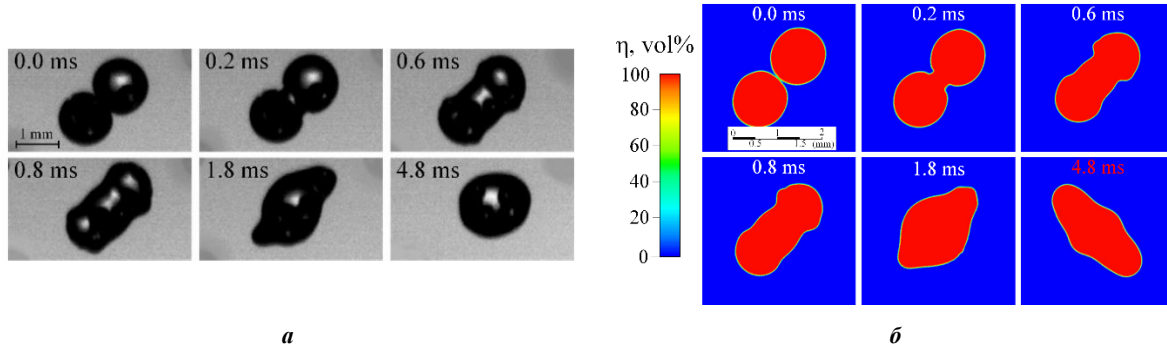


Рис. 1. Кадры коагуляции каплей воды при температуре жидкости 80 °С ($D_1=1,202$ мм, $D_2=1,192$ мм, $U_1=1,67$ м/с, $U_2=2,05$ м/с): а – эксперимент; б – модель

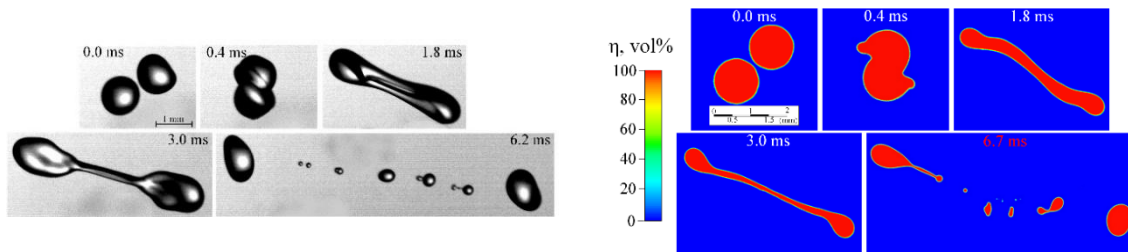


Рис. 2. Кадры дробления каплей раствора глицерина при температуре жидкости 20 °С ($D_1=1,148$ мм, $D_2=1,138$ мм, $U_1=1,68$ м/с, $U_2=1,25$ м/с): а – эксперимент; б – модель

Различия результатов моделирования от эксперимента обусловлено допущениями, принимаемыми в модели, а также погрешностями при определении ключевых параметров в эксперименте: в модели не учитывается движение каплей по третьей координате, что может приводить к дополнительному вращательному движению капли в эксперименте; использование справочных свойств жидкостей при расчетах; при расчетах принималось, что в начальный момент капли имеют сферическую форму, хотя в экспериментах регистрировались деформации поверхности капли в процессе движения; погрешности в определении положения центров каплей, скоростей и углов атаки могут оказывать влияние на центричность удара и, следовательно, последствий взаимодействия.

Заключение. Проведено численное исследование процессов соударения каплей жидкости в газовой среде. Результаты сравнения кадров, полученных при проведении экспериментов, и концентрационных полей, полученных по результатам численного моделирования, позволило установить адекватное воспроизведение основных стадий процесса столкновения каплей. Отличия модели от эксперимента обусловлено рядом допущений, принимаемых в модели, а также погрешностями при определении ключевых параметров в эксперименте.

Исследование выполнено за счет гранта РФФИ в рамках проекта 18-71-10002.

Литература

1. Hirt C.W., Nichols B.D. Volume of fluid (VOF) method for the dynamics of free boundaries // Journal of Computational Physics – 1981. – Vol. 39. – p. 201–225.
2. Hu C., Xia S., Li C., Wu G. Three-dimensional numerical investigation and modeling of binary alumina droplet collisions // International Journal of Heat and Mass Transfer – 2017. – Vol. 113. – p. 569–588
3. Kunkel S., Teumer T., Dornhofer P., Schlachter K., Weldeslasie Y., Kuhr M., Radle M., Repke J.U. Determination of heat transfer coefficients in direct contact latent heat storage systems // Applied Thermal Engineering, 2018. – Vol. 145. – p. 71–79.
4. Kuznetsov G.V., Piskunov M.V., Strizhak P.A. How to improve efficiency of using water when extinguishing fires through the explosive breakup of drops in a flame: Laboratory and field tests // International Journal of Thermal Sciences, 2017. – Vol. 121. – p. 398–409.
5. Romero R.J., Rodríguez-Martínez A. Optimal water purification using low grade waste heat in an absorption heat transformer // Desalination, 2008. – Vol. 220. – p. 506–513.
6. Zhang T.W., Liu H., Han Z.Y., Du Z.M., Wang Y. Active substances study in fire extinguishing by water mist with potassium salt additives based on thermoanalysis and thermodynamics // Applied Thermal Engineering, 2017. – Vol. 122. – p. 429–438.

СЕКЦИЯ 12

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ

ПОДСЕКЦИЯ 1 – УГЛЕВОДОРОДНОЕ СЫРЬЕ

СИНТЕЗ ДИАЛКИЛХИНОЛИНОВ НА МИКРОПОРИСТЫХ ЦЕОЛИТАХ

А.С. Артемьева¹, М.Ю. Мартынова¹

Научный руководитель - профессор Н.Г. Григорьева^{1,2}

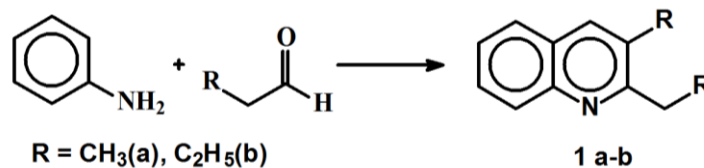
¹Уфимский государственный нефтяной технический университет, г.Уфа, Россия

²Институт нефтехимии и катализа УФИЦ РАН, г.Уфа, Россия

Хинолины и их производные являются важным классом веществ, необходимых для медицинской химии. Значимые области их использования - металлургия, полимерная промышленность, сельское хозяйство. Ряд функционализированных хинолинов обладает фоточувствительными свойствами и применяется для анализа, производства красителей, органических электролюминесцентных устройств и оптических носителей записи [1].

Существует множество методов синтеза хинолинов, в том числе: Скраупа, Дебнера-Миллера, Комба, Пфитзингера, Фридендера, Кондрада-Лимпах-Кнорра и др. [2]. Недостатками данных методов являются использование значительных количеств кислотных катализаторов, невозможность их повторного использования, многостадийность и трудности выделения целевых продуктов.

Для разработки более эффективного, экологически безопасного метода синтеза алкилхинолинов в настоящей работе исследованы каталитические свойства цеолитных катализаторов различного структурного типа – H-Y (SiO₂/Al₂O₃ = 5), H-Beta (40), H-MOR (10) – в синтезе диалкилхинолинов модифицированной реакцией Скраупа:



Синтез осуществляли взаимодействием анилина и алифатических альдегидов C₃, C₄ в соотношении 1:2 (моль/моль), в автоклаве при 160°C, 6 ч, в присутствии 20% катализатора.

Установлено, что основным продуктом на исследованных катализаторах является соответствующий 2,3-диалкилхинолин **1a-b**. Структуры полученных соединений **1a-b** установлены на основании данных 1D и 2D ЯМР 1H и 13C спектроскопии, их брутто-состав подтвержден регистрацией пика молекулярного иона в ГХ-МС спектрах.

Реакция протекает с высокой конверсией анилина (90 – 99%) на всех исследованных образцах (табл.). Наиболее селективно диалкилхинолины **1a-b** образуются на образце H-Y (**1a** – 64%, **1b** – 61%), обладающем максимальной концентрацией кислотных центров в ряду изученных цеолитов. На цеолите H-Beta селективность по **1a-b** несколько ниже (**1a** – 46%, **1b** – 48%). С низкой селективностью по диалкилхинолинам циклоконденсация идет на цеолите H-MOR, что обусловлено, по-видимому, структурными особенностями его кристаллической решетки, в частности, одномерной структурой каналов.

Таблица

Циклоконденсация анилина с альдегидами в присутствии цеолитных катализаторов

| Альдегид | Катализатор | Конверсия анилина, % | Селективность по диалкилхинолинам, % |
|-----------|-------------|----------------------|--------------------------------------|
| Пропаналь | H-Y | 97 | 64 |
| | H-Beta | 99 | 46 |
| | H-MOR | 99 | 32 |
| Бутаналь | H-Y | 90 | 61 |
| | H-Beta | 96 | 48 |
| | H-MOR | 94 | 27 |

Таким образом, максимальный выход 2,3-диалкилхинолинов в реакции циклоконденсации анилина с альдегидами C₃-C₄ в присутствии цеолитных катализаторов достигнут на образце H-Y.

Результаты получены при финансовой поддержке РФ в лице Минобрнауки России Грантом ФЦП №2019-05-595-000-058 с использованием оборудования ЦКП «Агидель» УФИЦ РАН.

Литература

1. Kulkarni A., Török B. Microwave-assisted multicomponent domino cyclization–aromatization: an efficient approach for the synthesis of substituted quinolines //Green Chemistry. – 2010. – Т. 12. – №. 5. – С. 875-878.
2. Prajapati S.M.[et al.] // RSC Adv. 2014. Vol. 4. P. 24463-24476.

СООЛИГОМЕРИЗАЦИЯ α -МЕТИЛСТИРОЛА И ИЗОПЕНТЕНОВ В ПРИСУТСТВИИ МЕЗОПОРИСТЫХ АЛЮМОСИЛИКАТОВ

Г.М. Баширова², Д.В. Серебrenников¹

Научные руководители - научный сотрудник С.В. Бубеннов¹;
профессор, ведущий научный сотрудник Н.Г. Григорьева^{1,2}

¹ **Институт нефтехимии и катализа УФИЦ РАН, г. Уфа, Россия**

² **Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия**

Гомо- и соолигомеры α -метилстирола и изопентенов полезны в качестве растворителей, пластификаторов, смазочных материалов [8]. Один из продуктов соолигомеризации - 1,1,2,3,3-пентаметилендан, на основе которого синтезируют наиболее крупнотоннажный мускусный компонент для парфюмерии-галаксолит [5,6].

Гомоолигомеризация α -метилстирола (α -мс) и изо-пентенов (изо-С₅) широко изучена [3,2] в то время как их соолигомеризации посвящено гораздо меньшее количество работ [4,5].

СООлигомеры α -мс и изо-С₅ получают в присутствии традиционных кислотных катализаторов, недостатки применения которых широко известны: многостадийность, проблемы отделения катализатора от реакционной массы, использование большого количества растворителя [5]. Применение в данной реакции гетерогенных катализаторов ограничено глинами и ионообменными смолами [4,7].

В связи с этим, целью работы является разработка гетерогенно-каталитического способа соолигомеризации α -мс и изо-С₅.

Реакцию α -мс с изо-С₅ осуществляли в колбе в хлорбензоле при мольном соотношении α -мс: изо-С₅ =1:2, количестве катализатора 5-30% мас, Т=20-65 °С, в течение 1-5 ч. В качестве катализатора использовали образцы мезопористого алюмосиликата ASM с соотношением Si/Al=40; 80; 160.

Продукты реакции представляют собой смесь гомо- и содимеров α -мс и изо-С₅, а также небольшого количества тримеров. В составе содимеров идентифицированы 1,1,2,4,4-пентаметилендан и 3-этил-1,1,3-триметилендан.

Наиболее высокую активность в реакции проявил образец ASM с мольным соотношением Si/Al=40, имеющий максимальную концентрацию кислотных центров. В изученных условиях конверсия мономеров на нем выше 90%.

При 20°С количество содимеров сопоставимо с количеством гомодимеров α -мс и изо-С₅ (около 30%). Повышение температуры и количества катализатора приводит к увеличению селективности по содимерам. Благоприятное для максимального выхода содимеров мольное отношение α -мс:изо-С₅ составляет 1:2; при меньшем (1:1) в составе олигомеров преобладают димеры α -мс, при большем (1:3) - димеры изопентенов. Максимальный выход гомодимеров составляет 51%, содимеров - 53%.

Таким образом, разработан способ соолигомеризации α -мс и изо-С₅ в присутствии мезопористого алюмосиликата ASM. Установлено, что состав продуктов реакции можно регулировать, изменяя кислотные характеристики алюмосиликата и условия реакции.

Результаты получены при финансовой поддержке РФ в лице Минобрнауки России Грантом ФЦП №2019-05-595-000-058 и Совета по грантам Президента РФ для молодых ученых и аспирантов, проект №СП-2137.2018.1. с использованием оборудования ЦКП «Агидель» УФИЦ РАН.

Литература

1. Agliullin M. R. et al. Sol-gel synthesis of mesoporous aluminosilicates with a narrow pore size distribution and catalytic activity thereof in the oligomerization of dec-1-ene //Microporous and Mesoporous Materials. – 2016. – Т. 230. – С.118-127.
2. Григорьева Н. Г. и др. Димеризация виниларенов на цеолитных катализаторах //Нефтехимия. – 2009. – Т. 49. – №. 1. – С. 19-25.
3. Kulkarni A. et al. Selectivity for dimers in pentene oligomerization over acid zeolites //Catalysis Communications. – 2016. – Т. 75. – С.98-102.
4. Shah N. F., Bhagwat M. S., Sharma M. M. Cross-dimerization of α -methylstyrene with isoamylene and aldol condensation of cyclohexanone using a cation-exchange resin and acid-treated clay catalysts //Reactive polymers. – 1994. – Т. 22. – №. 1. – С. 19-34.
5. Obiefuna C. Okafor, Sunitha Tadepalli, Geatesh Tamy, Adeniyi Lawal Microreactor Performance Studies of the Cycloaddition of Isoamylene and α -Methylstyrene// Ind. Eng. Chem. Res. 2010, 49, 5549–5560.

- Пат. 0344337 Jpn, Preparation of polyalkylindans as intermediates for musk fragrance, Sekiguchi T., Nakagawa S., Fujikura Y., C. A., 115 (1991) 28920.
- Пат. 4315951 US МКИ С11В9/008 Flavoring with indane alkanols and tricyclic isochromans Wilhelmus J. Wieggers, Mark A. Sprecker, Hugh Watkins, Manfred H. Vock, Frederick L. Schmitt Заявлено 03.08.1979; Опубли 04.12.1980.
- Rudnik L.R. Synthetics, Mineral Oils, and Bio-based Lubricants. Chemistry and technology. Taylor&Francis. 2006. p.894.

СИНТЕЗ ХИНОЛИНОВ В ПРИСУТСТВИИ МИКРОПОРИСТЫХ ЦЕОЛИТОВ

А.В. Байбуртли¹, Н.Г. Григорьева^{1,2}, Р.З. Куватова², С.С. Злотский¹

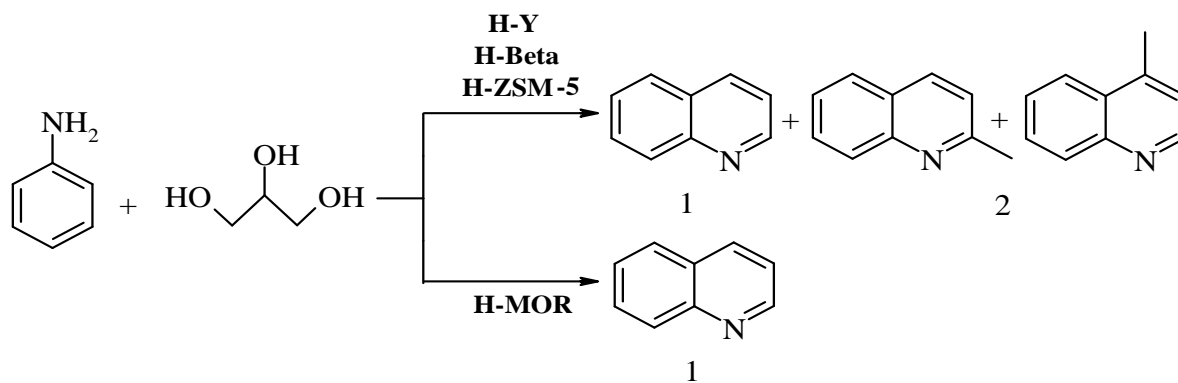
¹Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

²Институт нефтехимии и катализа УФИЦ РАН, г. Уфа, Россия

Одним из широко используемых методов синтеза хинолина и его производных является реакция Скраупа, заключающаяся в конденсации анилина с глицерином в присутствии серной кислоты [2].

В последние годы интерес к реакции Скраупа существенно возрос [2]. Известно, что глицерин – дешевое и доступное биосырье, образуется как побочный продукт в большом количестве при получении биодизельного топлива [1].

В настоящей работе изучены каталитические свойства микропористых цеолитов H-Beta (BEA), H-Y (FAU), H-MOR (MOR), H-ZSM-5 (MFI), отличающихся строением кристаллической решетки и кислотными свойствами, в синтезе хинолина и его метилпроизводных реакцией глицерина с анилином:



Активность катализаторов, которую оценивали значением конверсии анилина, максимальна на цеолитном катализаторе H-ZSM-5 и уменьшается в следующем ряду: H-ZSM-5 > H-Beta > H-MOR > H-Y (рис. 1). Наиболее селективно хинолин (1) образуется на цеолите H-MOR (58 %). Максимальная суммарная селективность по хинолинам достигнута на цеолитных катализаторах H-Beta и H-ZSM-5: хинолин - 50 %; метилхинолины (2) – 23-24 %. Самую низкую селективность по хинолинам проявляет цеолит H-Y, что, по-видимому, связано с быстрой дезактивацией этого катализатора.

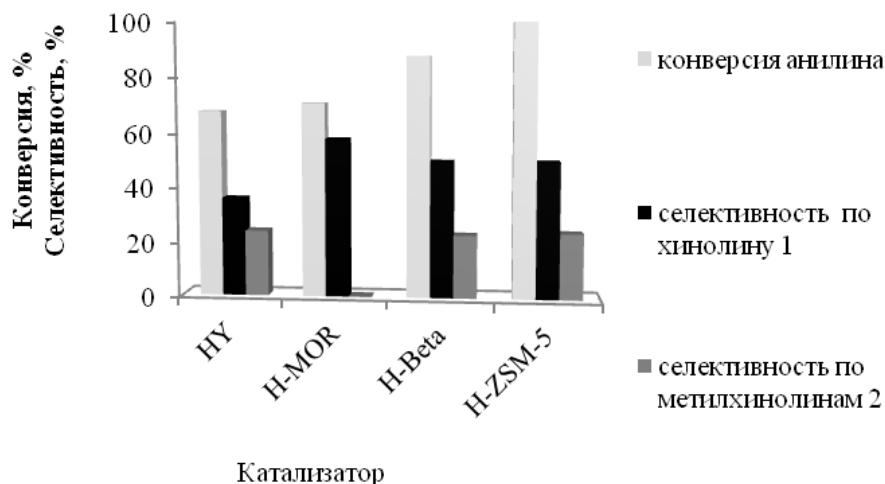


Рис. 1 Синтез хинолинов. Условия синтеза: $T = 450\text{ }^{\circ}\text{C}$, объемная скорость подачи сырья (w) 0.2 ч⁻¹, мольное соотношение анилин: глицерин = 1:3.

Таким образом, в результате исследования каталитических свойств различных цеолитов в синтезе хинолинов установлено, что хинолин и метилхинолины образуются с максимальным суммарным выходом 74 % на цеолите H-ZSM-5, что вероятно обусловлено оптимальным сочетанием структурных характеристик и концентрации кислотных центров данного цеолита.

Результаты получены при финансовой поддержке РФ в лице Минобрнауки России Грантом ФЦП №2019-05-595-000-058 с использованием оборудования ЦКП «Агидель» УФИЦ РАН, гранта РФФИ № 19-33-60009.

Литература

1. Katryniok B., Paul S. and Dumeignil F. // ACS Catal. 2013. Vol.3. P.1819-1834.
2. Nainwal L. M., Tasneem S., Akhtar W. [et al.] // European Journal of Medicinal Chemistry. 2019. Vol. 164. P. 121-170.

МОДИФИКАЦИЯ БИТУМА АТАКТИЧЕСКИМ ПОЛИПРОПИЛЕНОМ

Д. Бейсенов

Научный руководитель - профессор В.Г. Бондалетов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

На сегодняшний день все ещё остается актуальным вопрос о рациональном использовании атактического полипропилена (АПП), побочного продукта производства полипропилена, в силу его свойств, которые не позволяют его использовать в изделиях.

Управляющей компанией ОАО «СИБУР» были проведены промышленные испытания каталитических систем (КС) 4 и 5 поколений на основе титан-магниевого катализатора (ТМК) [1], по результатам которой было принято решение о переходе предприятия на технологический процесс с использованием КС 4-ого поколения с применением ТМК марки Lynx 1010НА.

Это привело к увеличению молекулярной массы получаемого полипропилена, а также к увеличению доли изотактической части [2]. Увеличение доли изотактического полипропилена повлияло на качество и свойства атактической части, такие как увеличение адгезии, что повлекло за собой необходимость в исследовании свойств и разработки методов применения данного АПП в композициях в неметаллических защитных покрытиях.

Нами были исследованы: АПП – продукция завода полипропилена ООО «Томскнефтехим», полученная на каталитических системах 4-ого поколения с применением ТМК, а также его окисленные варианты (ОАПП), в реакторе колонного типа барботажем воздуха, при различных температурах (230-280 оС).

В ходе проведения исследования были получены данные о зависимости толщины, твердости, адгезии и прочности при ударе от выбора используемого образца АПП в составе полимер-битумной композиции (ПБК) при увеличении концентрации полимера от 1 до 15 масс. %.

Для исходного АПП при увеличении концентрации полимера в ПБК выявлены увеличение твердости от 0,5 до 0,8 кгс/мм², повышенная адгезия по методу решетчатых надрезов (МРН) – 0 баллов, низкая прочность при ударе в 3-5 см.

Для ОАПП230 при увеличении концентрации полимера в ПБК выявлены уменьшение твердости от 1 до 0,4 кгс/мм², низкие адгезивные свойства по МРН – 3-5 баллов, уменьшение прочности при ударе с 10 до 1 кгс/мм².

Для ОАПП260 при увеличении концентрации полимера в ПБК выявлены уменьшение твердости от 0,3 до 0,1 кгс/мм², адгезия по МРН – 1 балл, низкий показатель прочности при ударе 1 см.

Для ОАПП280 при увеличении концентрации полимера в ПБК выявлены уменьшение твердости от 0,8 до 0,4 кгс/мм², высокие адгезивные свойства по МРН – 0 баллов, уменьшение прочности при ударе с 30 до 5 см.

Исходя из полученных данных, можно сделать вывод, что после смены каталитической системы АПП приобрел свойства, не позволяющие применить его в качестве защитного покрытия в ПБК. Следовательно, полученные данные подтверждают актуальность и необходимость дальнейшей модификации ОАПП.

Литература

1. Ионов А. Р., Дудченко В.К., Трубоченко А.А., Мунтеану Д., Новошинский И.И., Майер Э.А. Промышленные испытания новой модификации титан-магниевого катализатора полимеризации пропилена //Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2012. – Т. 321. – №. 3.
2. Майер Э.А., Ионов А.Р., Аркатов О.Л., Зыков В.В., Коваль Е.О., Дудченко В.К. // Пластические массы. 2011. № 11. С. 14-17.

**ВЛИЯНИЕ ДАВЛЕНИЯ НА ПРЕВРАЩЕНИЯ СМОЛ И АСФАЛЬТЕНОВ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ В
ПРОЦЕССЕ КАТАЛИТИЧЕСКОГО КРЕКИНГА**

М.А. Воронин, Н.Н. Свириденко

Научный руководитель - научный сотрудник Н.Н. Свириденко
Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

Республика Татарстан располагает существенными запасами тяжелых высоковязких нефтей и природных битумов, в том числе, и в районах добычи нефти. Однако, несмотря на то, что в распределенном фонде недр Татарстана числятся крупные месторождения высоковязких нефтей, их промышленное освоение идет медленными темпами, а месторождения природных битумов находятся в стадии исследования. Основной причиной этого является – низкая рентабельность их освоения, что обусловлено особенностями их состава и свойств [2].

Тяжелые нефти и природные битумы характеризуются высоким содержанием ароматических углеводородов, смолисто-асфальтеновых веществ, высокой концентрацией металлов и сернистых соединений, высокими значениями плотности и вязкости, повышенной коксуемостью, что приводит к высокой себестоимости добычи, практически невозможной транспортировке по существующим нефтепроводам и нерентабельной, по классическим схемам, нефтепереработке. Снижение эксплуатационных затрат и повышение конкурентоспособности их добычи и переработки может быть достигнуто только за счет применения эффективных технологий, принципиально нового оборудования, мер экономического стимулирования [1].

Для переработки средних и тяжелых нефтяных дистиллятов с большим содержанием сернистых и смолистых соединений, непригодных для переработки чисто каталитическим способом, большое распространение получил каталитический крекинг в присутствии водорода.

Применение водорода обеспечивает эффективное гидрирование на катализаторе высокомолекулярных и сернистых соединений с их последующим распадом на крекирующем компоненте. Благодаря этому выход светлых продуктов повышается до 70% (в пересчете на нефть) и сильно снижается содержание в продуктах серы и непредельных углеводородов. Получаемые моторные топлива (бензин, реактивное и дизельное топлива) отличаются высоким качеством.

Цель данной работы – изучить влияние давления водорода на деструкцию компонентов нефти и оценить его влияние на направленность протекающих процессов.

В качестве объекта исследования была выбрана нефть Зюзеевского месторождения. Физико-химические характеристики нефти представлены в таблице 1.

Данный объект является высокосернистым (содержание серы 4,53 %), с высоким содержанием смолисто-асфальтеновых компонентов (31,8 % мас.), отношение Н/С составляет – 1,69. Так же в данном объекте содержится небольшое количество светлых фракций, выкипающих в интервале нк-200 °С и 200-360 °С – 13,5 и 17,3 % соответственно, а газойлевая фракция (360-476 °С) – 25,1 % мас., свыше 476 °С – 44,1 % мас.

Таблица 1

Физико-химическая характеристика Зюзеевской нефти

| Параметр | Содержание, % мас | Фракционный состав, % мас. | |
|-----------------|-------------------|----------------------------|------|
| Масел | 68,2 | Н.К.- 200°С | 13,5 |
| Смол | 22,5 | 200-360°С | 17,3 |
| Асфальтенов | 9,3 | 360-476°С | 25,1 |
| Содержание серы | 4,53 | >476°С | 44,1 |

В ранее проведенных работах, были установлены оптимальные условия для проведения термокрекинга – температура 450 °С и продолжительность 80 минут [3]. Оптимальным количеством катализатора WC/NiCr является 0,15 % мас. [4].

Для увеличения глубины деструкции высокомолекулярных компонентов и удаления серосодержащих соединений проводили каталитический крекинг нефти Зюзеевского месторождения в присутствии водорода (H₂) и варьированием давления от 1 до 3 МПа (таблица 2). Крекинг нефти при начальном давлении (H₂) – 1 МПа приводит к снижению содержания смол и асфальтенов на 6,1 %, увеличению выхода светлых фракций на 2,1 % и побочных продуктов на 3,4 % мас.

Таблица 2

Фракционный и вещественный состав продуктов каткрекинга нефти с различным давлением при 450°C и 80 мин.

| Параметр | Исх. | Давление H ₂ , МПа | | |
|----------------------------|------|-------------------------------|------|------|
| | | 0 | 1 | 3 |
| Кокс | 0 | 4,5 | 5,7 | 5,2 |
| Газ | 0 | 8,9 | 11,1 | 4,8 |
| Жидкость, в том числе: | 100 | 86,6 | 83,2 | 90,0 |
| Масла | 68,2 | 74,6 | 73,4 | 77,6 |
| Смолы | 22,5 | 12,0 | 7,4 | 9,4 |
| Асфальтены | 9,3 | 3,9 | 2,4 | 3,0 |
| Фракционный состав, % мас. | | | | |
| Н.К.-200°C | 13,5 | 25,5 | 27,0 | 28,2 |
| 200-360°C | 17,3 | 35,9 | 36,5 | 40,8 |
| >360°C | 69,2 | 25,2 | 19,7 | 21,0 |

Наилучшими характеристиками обладают жидкие продукты получение при крекинге нефти с начальным давлением водорода 3 МПа. Содержание масел увеличилось до 77,6 %, тогда как содержание смол и асфальтенов уменьшилось на 19,4 % мас. Замедляются реакции газо- и коксообразования по сравнению с крекингом при давлении 1 МПа. Все это способствует (замедление газо- и коксообразования и высокая деструкция смол и асфальтенов) максимальному выходу светлых фракций (НК-360°C) – 69,0 % мас. (рис. 1).

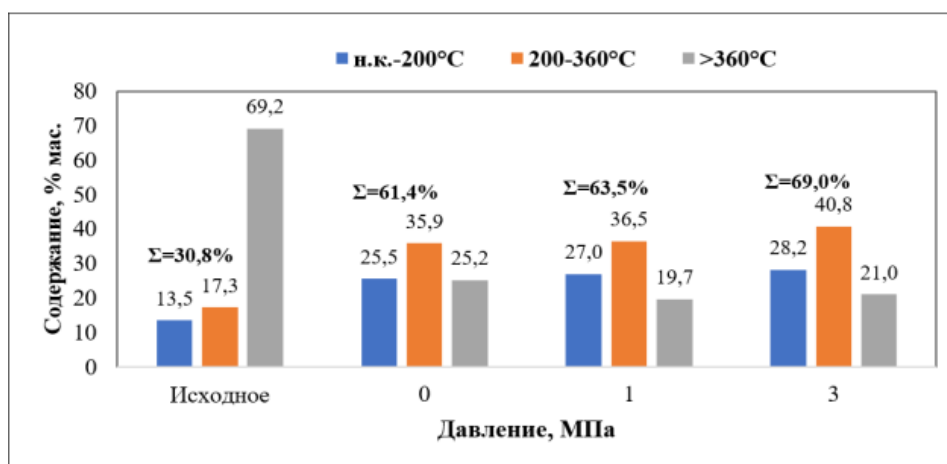


Рис. 1 Фракционный состав продуктов каткрекинга нефти с различным давлением при 450°C и 80 мин.

Содержание серы в составе кокса увеличивается на 0,15 и 0,09 % мас. при давлении 1 и 3 МПа водорода, соответственно, по сравнению с каткрекингом без давления (рис. 2). Максимальное удаление серы в составе жидких продуктов наблюдается при давлении водорода 1 МПа, и составляет 2,96 % мас., в экспериментах при давлении 0 и 3 МПа этот показатель составляет 1,37 и 1,32 соответственно.

Таким образом, установлено, что давление водорода от 1 до 3 МПа способствует улучшению качества получаемых продуктов. Установлено, что при 1 МПа водорода удаляется более 65 % отн. сернистых соединений нефти, тогда как при 3 МПа наблюдается снижение выхода побочных продуктов и увеличение светлых фракций

Работа выполнена в рамках госзадания, проект V.46.2.2

Литература

1. Грачёв И.Д. Высоковязкие нефти и природные битумы: проблемы и повышение эффективности разведки и разработки месторождений [Электронный ресурс] // Экологический вестник России: научно-практический журнал. 2013.
2. Каюкова Г.П. Свойства тяжелых нефтей и битумов пермских отложений Татарстана в природных и техногенных процессах / Петров С.М., Успенский Б.В. – М.: ГЕОС, 2015. – 343 с.
3. Sviridenko N.N., Akimov A.S., Golovko A.K. Effect of conditions of cracking of heavy crude oils on a composition of products // AIP Conference Proceeding. 2019. – V. 2167. – P. 020360
4. Свириденко Н.Н., Головки А.К. Переработка тяжелой нефти с использованием порошка WC/NiCr // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. 2019. – № 6. – С. 3-7.

**ВЛИЯНИЕ ПРИРОДЫ ИСТОЧНИКА КРЕМНИЯ НА ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ И
КАТАЛИТИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ZN-АЛЮМОСИЛИКАТА В ПРОЦЕССЕ АРОМАТИЗАЦИИ
ПРОПАНА**

А. А. Восмерилов, Л.Н. Восмерикова

Научный руководитель - старший научный сотрудник Л.Н. Восмерикова
Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

Проблема химической переработки попутных нефтяных и отходящих нефтезаводских газов является одной из актуальной для Российской Федерации, так как наша страна занимает ведущие позиции в мире по объемам их сжигания, в результате чего теряется ценный энергетический ресурс, а также наносится непоправимый вред окружающей среде и здоровью населения. По этой причине большую значимость приобретает разработка способов превращения низкомолекулярных парафиновых углеводородов в ценные химические продукты, в частности, в ароматические соединения. Практическая реализация этого перспективного процесса создаст предпосылки как для значительной экономии постоянно дорожающей нефти и увеличения глубины её переработки, сокращения выбросов летучих веществ в атмосферу, так и для решения острой проблемы, возникающей при закупке сырья для производства полимерных материалов. В основе получения высококремнеземных цеолитов (ВКЦ) лежит метод гидротермальной кристаллизации щелочных алюмокремнегелей [1-2]. Природа и тип исходных реагентов, состав реакционных смесей, условия синтеза направленно влияют на процесс кристаллизации, вызывая изменения структуры, морфологии, фазового, дисперсного и химического составов кристаллов, сорбционной емкости, силы и концентрации кислотных центров, каталитической активности цеолитов. В связи с этим, существующая неопределенность в выборе условий синтеза заставляет использовать самые разные соединения в качестве источников катионов алюминия и кремния, а также готовить на их основе смеси, различные как по химическому составу, так и по физическим свойствам. Цель работы – исследование влияния различного по природе источника кремния, используемого при синтезе цинкалюмосиликатов, на их кислотные и каталитические свойства в процессе ароматизации пропана.

В качестве объекта исследования выступал цинкалюмосиликат структурного типа MFI следующего состава: $[ZnO] = 0,82 \text{ \% мас.}$, $[Al_2O_3] = 3,09 \text{ \% мас.}$, $SiO_2/(Al_2O_3 + ZnO) = 40$. Ионы Al^{3+} и Zn^{2+} вводили в реакционную смесь в виде их азотнокислых водорастворимых солей, структурообразующим компонентом был выбран гексаметилендиамин. В качестве источника кремния использовали жидкое стекло (19 % SiO_2), кремниевую кислоту ($nSiO_2 \cdot mH_2O$), белую сажу (86 % SiO_2) и золь (40 % SiO_2).

Для изучения процесса превращения пропана в ароматические углеводороды и исследования свойств катализаторов использовали стендовую установку проточного типа. Каталитическую конверсию пропана проводили при атмосферном давлении, объемной скорости подачи сырья 250 ч^{-1} с варьированием температуры реакции от 450 до 600 °С. Продукты реакции анализировали методом ГЖХ с использованием хроматографа «Хроматэк-Кристалл 5000.2».

В табл. 1 приведены результаты термопрограммируемой десорбции аммиака образцов исследуемых катализаторов. Из представленных данных видно, что цинкалюмосиликаты характеризуются наличием двух десорбционных пиков: первый из которых находится в области температур ниже 300°С, второй выше 400°С. Данные низко- и высокотемпературные области относятся к слабым и сильным кислотным центрам соответственно. Цинкалюмосиликаты, полученные с различным источником кремния, значительно отличаются по кислотным свойствам и, прежде всего, по концентрации слабых кислотных центров. Наименьшее количество сильных кислотных центров содержит цинкалюмосиликат, синтезированный с использованием жидкого стекла. Цинкалюмосиликат, синтезированный с использованием кремниевой кислоты, обладает наименьшим количеством низкотемпературных кислотных центров, характеризующихся меньшей силой. Катализаторы, полученные с использованием в качестве источника кремния золя и БС-100, характеризуются наличием кислотных центров практически одинаковой силы, при этом для образца Zn-AC (золь) наблюдается более высокое содержание слабых кислотных центров. Таким образом, исследования кислотных свойств цинкалюмосиликатов показали, что они отличаются друг от друга распределением и соотношением льюисовских и бренstedовских кислотных центров, что и сказывается на их каталитических свойствах в процессе превращения пропана в ароматические углеводороды.

Таблица 1

Кислотные свойства цинкалюмосиликатов

| Катализатор | T _{макс.} формы, °С | | Количество кислотных центров, мкмоль/г | | |
|----------------------------|------------------------------|-----|--|-----------|-----------|
| | I | II | «слабые» | «сильные» | суммарное |
| Zn-AC (жидкое стекло) | 225 | 460 | 909 | 389 | 1298 |
| Zn-AC (кремниевая кислота) | 215 | 450 | 839 | 489 | 1328 |
| Zn-AC (золь) | 230 | 475 | 1092 | 532 | 1624 |
| Zn-AC (БС-100) | 230 | 465 | 989 | 551 | 1540 |

В табл.2 представлены основные показатели процесса превращения пропана на цинкалюмосиликатах, полученных с различным источником кремния. Как видно из представленных данных, все исследуемые образцы проявляют достаточно высокую активность в процессе превращения пропана в АрУ. Основными продуктами превращения пропана на исследуемых цеолитных катализаторах являются газообразные C1-C4 и жидкие углеводороды. Жидкий продукт представляет собой смесь ароматических углеводородов, состоящую

преимущественно из бензола, толуола и ксилолов, в небольших количествах также образуются алкилбензолы С9+, нафталин и алкилнафталины. Побочные продукты представлены газообразными углеводородами – метаном и этаном, в незначительном количестве присутствуют водород и олефины С2-С4, а также непревращенный пропан. С повышением температуры реакции для всех образцов цинкалюмосиликатов наблюдается увеличение степени превращения пропана и при температуре реакции 550 °С и выше пропан превращается практически полностью. Наибольшей активностью и селективностью в отношении образования ароматических углеводородов из пропана обладает цинкалюмосиликат, полученный на основе белой сажи. Выход ароматических углеводородов на нем составляет 40,3 % уже при температуре 500 °С. Повышение температуры до 600 °С не приводит к заметному изменению его ароматизирующей активности. Цинкалюмосиликат, синтезированный с использованием золя, незначительно отличается по общей активности от образца, приготовленного с ВС-100, однако несколько уступает ему по ароматизирующей активности. Это свидетельствует о том, что эти источники кремния приводят к формированию в структуре примерно одинакового количества активных центров близкой природы, осуществляющих активацию молекул пропана и их дальнейшие превращения в ароматических углеводороды, что подтверждается данными исследования кислотных свойств этих катализаторов. Наименьшую ароматизирующую активность в конверсии пропана проявляет образец, полученный с жидким стеклом.

Таблица 2

Влияние природы источника кремния на основные показатели процесса превращения пропана на цинкалюмосиликатных катализаторах

| Катализатор | T, оС | X, % | Yар, % | Sар, % | Скр, % | Сдег, % | SH2, % |
|----------------------------|-------|------|--------|--------|--------|---------|--------|
| Zn-AC (жидкое стекло) | 450 | 40 | 2,3 | 5,7 | 66,7 | 9,7 | 1,9 |
| | 500 | 77 | 22,3 | 28,8 | 59,2 | 7,8 | 2,0 |
| | 550 | 97 | 36,5 | 37,5 | 54,9 | 5,2 | 2,3 |
| | 600 | 100 | 40,2 | 40,2 | 53,4 | 3,0 | 3,3 |
| Zn-AC (кремниевая кислота) | 450 | 40 | 0,8 | 2,2 | 69,2 | 6,6 | 1,6 |
| | 500 | 75 | 22,4 | 29,9 | 60,4 | 5,6 | 2,0 |
| | 550 | 96 | 37,1 | 37,1 | 54,6 | 4,3 | 2,3 |
| | 600 | 100 | 42,2 | 42,4 | 51,8 | 2,6 | 3,2 |
| Zn-AC (золь) | 450 | 42 | 1,6 | 3,8 | 76,3 | 4,8 | 2,7 |
| | 500 | 86 | 36,9 | 42,8 | 51,2 | 3,1 | 2,3 |
| | 550 | 98 | 38,3 | 39,9 | 55,2 | 2,6 | 3,1 |
| | 600 | 98 | 42,7 | 43,7 | 47,2 | 5,4 | 3,7 |
| Zn-AC (BC-100) | 450 | 42 | 1,7 | 4,1 | 75,8 | 4,8 | 2,2 |
| | 500 | 84 | 40,3 | 47,8 | 46,6 | 3,0 | 1,7 |
| | 550 | 98 | 40,3 | 41,1 | 53,7 | 2,7 | 2,5 |
| | 600 | 99 | 40,9 | 41,2 | 52,6 | 2,7 | 3,5 |

Примечание. X – конверсия пропана; Yар – выход ароматических углеводородов; Sар, Скр и Сдег – селективность образования продуктов ароматизации, крекинга и дегидрирования; SH2 – селективность образования водорода.

Результаты по исследованию составов катализаторов показали, что больше всего бензол-толуол-ксилольной фракции (79,5 %) образуется на цинкалюмосиликате, синтезированном с жидким стеклом в качестве источника кремния, а меньше всего этой фракции (65,5 %) получается на катализаторе, синтезированном с кремниевой кислотой. По содержанию индивидуальных углеводородов катализаты, образующиеся при превращении пропана на цинкалюмосиликатах, синтезированных с использованием золя и ВС-100, отличаются незначительно. По качественному и количественному составу газообразные продукты, образующиеся на исследуемых цинкалюмосиликатах в процессе конверсии пропана, отличаются незначительно. Наибольшая доля в них приходится на метан и этан – основные продукты крекинга пропана, содержание низших олефинов при рабочих температурах 550 и 600 оС не превышает 5,5 %. С ростом температуры процесса превращения пропана увеличивается селективность образования водорода на всех исследуемых катализаторах.

Таким образом, на основании результатов проведенных исследований установлено, что Zn-алюмосиликаты, приготовленные на основе цеолитов, синтезированных из щелочных алюмокремнегелей с использованием различных источников кремния, несколько отличаются по своим физико-химическим и каталитическим свойствам в процессе ароматизации пропана, при этом проявляя достаточно высокую активность в образовании целевого продукта. Это свидетельствует о возможности использования в синтезе высококремнеземного цеолита различного по природе источника кремния, и в данном случае основным критерием выбора будет его чистота, доступность и стоимость.

Работа выполнена в рамках проекта № V.46.2.1 Программы фундаментальных научных исследований государственных академий наук.

Литература

1. Барпер Р. Гидротермальная химия цеолитов: Пер. с англ. – М.: Мир, 1985. – 420 с.
2. Xianjun Niu, Jie Gao, Qing Miao, Mei Dong, Guofu Wang, Weibin Fan, Zhangfeng Qin, Jianguo Wang. Influence of preparation method on the performance of Zn-containing HZSM-5 catalyst in methanol-to-aromatics//Microporous and Mesoporous Materials.-2014.-Vol.197.-Pp. 252-261.

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ЩЕЛОЧНОЙ ОЧИСТКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА

А.Б. Гомбоева

Научный руководитель - И.В. Шарф

Научный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Аннотация. Объектом исследования является насадочная абсорбционная установка с керамическими кольцами Рашига для очистки природного газа от кислых примесей. Цель работы – определение основных характеристик абсорбера для удаления кислых компонентов из природного газа хемосорбционным способом. В процессе работы был проведен расчет насадочного абсорбера для тонкой очистки природного газа от сероводорода. Помимо этого, рассмотрены основные процессы, происходящие при подготовке природного газа на промысле; произведен расчет характеристик абсорбционной колонны. Область применения: установка подготовки газа.

Ключевые слова: природный газ, подготовка газа, очистка газа, кислые компоненты, абсорбер, хемосорбция.

Перед подачей добываемого природного газа в магистральный газопровод, требуется освободить его от жидкой фазы, а именно воды и жидких углеводородов, а также необходимо удалить мехпримеси и кислые газы. Кроме того, серосодержащие примеси считаются токсичными и ускоряют процессы коррозии, в то время как инертные газы уменьшают значение теплоты сгорания добываемого газа.

В настоящее время существует значительное количество методов очистки природного газа от химических примесей, каждый из которых имеет свои преимущества и недостатки. Выбор того или иного способа зависит от ряда факторов: компонентный состав сырьевого газа, основные параметры, требуемая степень очистки, имеющиеся энергоресурсы, область применения товарного газа и другое. Правильный выбор технологии приводит к улучшению качества газа, минимальному влиянию на экологию и экономии ресурсов, что в свою очередь увеличивает прибыль добывающей компании. В связи с этим, тема исследования процессов очистки природного газа не теряет своей актуальности. Самым распространенным методом удаления природного газа от кислых газов считается аминовая очистка. Но для получения природного газа, пригодного для транспортировки по магистральным трубопроводам, применение данного метода очистки недостаточно вследствие физико-химических свойств и состава примесей добываемого газа. В качестве решения данной проблемы возможно применение двухступенчатой очистки газа. На первом этапе очистки применяется этаноламиновый раствор абсорбента, на втором этапе очистки в качестве абсорбента используется горячий раствор гидроксида натрия.

Целью работы является исследование процесса очистки природного газа от кислых компонентов путем абсорбции горячим щелочным раствором гидроксида натрия. Объектом исследования является абсорбционная установка очистки природного газа от кислых примесей.

Для технологического расчета абсорбционной установки, применяемой при щелочной очистке газа, в качестве исходного газа берется обобщенный состав природного газа по компонентам (таблица 1). Так как исходный газ предварительно очищается этаноламином, содержание сероводорода менее 1% объемных долей.

Таблица 1

Обобщенный состав природного газа по компонентам

| Компоненты | Состав в объемных % |
|------------|---------------------|
| CH_4 | 96,8 |
| C_2H_6 | 2,4 |
| N_2 | 0,1 |
| CO_2 | 0,2 |
| H_2S | 0,5 |

На территории России подобный усредненный состав присутствует на таких газовых и газоконденсатных месторождениях, как Уренгойское, Ямбургское, Заполярное, Медвежье и др. На данных месторождениях преимущественно используется очистка природного газа аминовыми абсорбентами.

Попробуем оценить возможность применения метода горячей щелочной очистки для предварительно очищенного газа этаноламином. Для тонкой очистки природного газа от сероводорода используем в качестве абсорбента горячий 15%-ный щелочной раствор NaOH. Принципиальная схема сероочистки раствором гидроксида натрия представлена на рисунке 1. Поступающий на очистку газ подается в нижнюю часть колонны абсорбера и движется в колонне снизу вверх. Щелочной раствор из емкости для циркулирующего раствора подается на орошение колонны. Заданная концентрация щелочи поддерживается путем подачи в систему подготовленной воды и раствора щелочи из резервуара NaOH. Часть очищенного попутного нефтяного газа с верха колонны направляется в детектор H_2S , после чего возвращается обратно в процесс. Представленная схема применяется в методе «Sulfurex®». Данный метод подразумевает использование блочно-модульных установок для очистки малых и средних объемов газа. На сегодняшний день в России установлено 2 модуля очистки «Sulfurex®» [10]. В результате очистки на выходе получаем газ с содержанием сероводорода $0,007 \text{ г/м}^3$, что допускаясь стандартом СТО Газпром 089-2010 для подачи в магистральный газопровод [2].

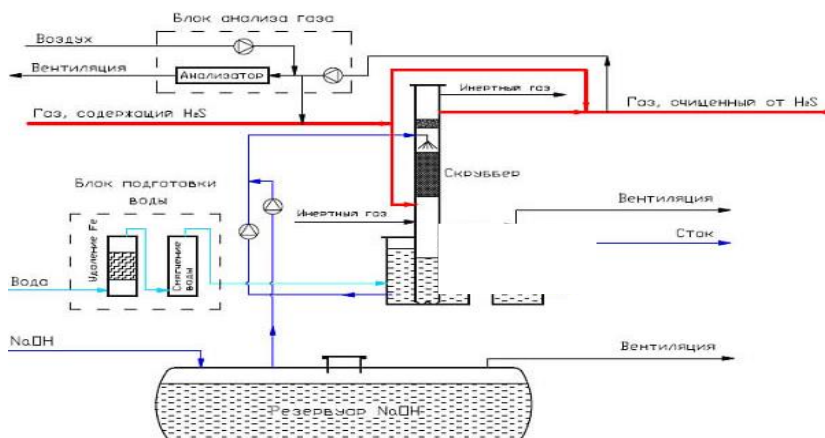


Рис. 1 Принципиальная схема установки сероочистки

Источник: Очистка природного и попутного нефтяного газа от сероводорода методом «Sulfurex®» <http://h2s.su>

В результате расчетов были получены следующие значения, представленные в таблице 2 [1].

Таблица 2

Результаты расчета

| Рассчитанный параметр | Числовое значение | Единица измерения |
|---|------------------------|-------------------|
| Расход абсорбента L | 18,446 | м ³ /ч |
| Фиктивная скорость газа ω | 0,43 | м/ч |
| Плотность орошения (скорость жидкости) U | 9,18 | м/ч |
| Коэффициент массоотдачи в газовой фазе β _г | 0,016 | м/с |
| Коэффициент массоотдачи в жидкой фазе β _ж | 0,4 · 10 ⁻⁴ | м/с |
| Коэффициент массопередачи K _v | 4028 | ч ⁻¹ |
| Диаметр абсорбера D | 1,6 | м |
| Высота активной части абсорбера H | 3,46 | м |
| Гидравлическое сопротивление сухой насадки ΔP _{сух} | 312,6 | Па |
| Гидравлическое сопротивление орошаемой насадки ΔP _{ор} | 649,35 | Па |

Таким образом, выбранный двухступенчатый метод очистки природного газа от кислых примесей является пригодным для получения газа, транспортируемого по магистральным трубопроводам. Абсорбция горячим раствором гидроксида натрия позволяет осуществить тонкую очистку газа от примесей кислых газов, в особенности сероводорода, доводя значение концентрации до допустимых норм отраслевого регламента. Метод очистки путем применения двух ступеней будет эффективен для установок по очистке газа малой и средней мощности, а также в процессе очистки попутного нефтяного газа. Подобный двухступенчатый метод не применяется на территории России, но может рассматриваться как вариант при строительстве новых мощностей для переработки попутного газа и оптимизации существующих установок по очистке природного газа.

Литература

1. Ветошкин А. Г. Процессы и аппараты газоочистки: учеб. пособие/под ред. А. Г. Ветошкин. – 2006.
2. Газпром С. Т. О. Газпром 089-2010. Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия //Технические условия. – 2011. – С. 4-5.
3. ГОСТ Р 57608-2017 Газ горючий природный. Качество. Термины и определения
4. Григорьев Л. Н., Буренина Т. И. Основы расчета оборудования для химической очистки и обезвреживания выбросов //Санкт-Петербург: СПб ГТУ РП. СПб. – 2013.
5. Коренченко О. В., Харламова М. Д. Эффективность применения метилдиэтанолamina в процессе аминовой очистки газов //Международный научно-исследовательский журнал. – 2017. – №. 02 (56) Часть 2. – С. 94-98.
6. Лapidус А.Л., Голубева И.А. Газохимия часть I. Первичная переработка углеводородных газов – М.: РГУ им. И.М. Губкина, 2004. – 246 с.
7. Леканова Т. Л., Казакова Е. Г. Расчет абсорбционных установок: методическое пособие по курсовому проектированию по дисциплинам «Процессы и аппараты химических технологий», «Гидравлика и теплотехника» [Электронный ресурс] URL: <http://lib.sfi.komi.com> (дата обращения – 10. 12. 2019).
8. Мазгаров А. М. и др. Технологии очистки попутного нефтяного газа от сероводорода. – 2015.
9. Мухаметгалиев И. М. и др. Очистка газов от кислых компонентов //Вестник Казанского технологического университета. – 2017. – Т. 20. – №. 3.
10. Очистка природного и попутного нефтяного газа от сероводорода методом «Sulfurex®» [Электронный ресурс] URL: <http://h2s.su/index.php-p=sulfur.htm> (дата обращения – 10. 12. 2019).
11. Покрова С. Е. Повышение эффективности технологии осушки природного газа с помощью триэтиленгликоля на газовом месторождении "Х". – 2019.
12. Шешуков Н. Л. Сбор и подготовка продукции газовых и газоконденсатных месторождений. – 2013.
13. Шкляр Р. Л., Мамаев А. В., Сиротин С. А. Неселективная абсорбция кислых газов водным раствором метилдиэтанолamina //Вести газовой науки. – 2015. – №. 1.

**ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ СЕРОСОДЕРЖАЩИХ СОЕДИНЕНИЙ В
ПРОДУКТАХ КРЕКИНГА ВЫСОКОСЕРНИСТЫХ ГУДРОНОВ**

А.В. Гончаров, Е.Б. Кривцов

Научный руководитель - к.х.н., с.н.с. Е.Б. Кривцов
Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

В настоящее время нефть является основной частью мировой промышленности, в том числе и в России. Моторные топлива являются основным продуктом переработки нефтей, на их долю приходится до 80 % от общего объема продуктов нефтеперерабатывающих заводов [1]. В середине прошлого столетия в нефтяной промышленности отсутствовала потребность в производстве продуктов высокого качества [3]. В начале 21 века нефтепереработка претерпевает значительные изменения: в связи с увеличением спроса на моторные топлива и снижением запасов легкой нефти, возникает потребность в вовлечении в переработку тяжелых нефтей, а также высокосернистых нефтяных остатков. Однако, переработка такого сырья приводит к появлению ряда проблем, связанных с содержанием в них сернистых соединений. Значительная доля этих соединений представлена сероорганическими соединениями (сульфиды, дисульфиды, тиофен и др.) [2]. При их сгорании выделяются соединения SOx [12], что, в свою очередь, приводит к отравлению каталитических систем, снижению качества моторных топлив и масел, вызывает проблемы с дыханием и является причиной кислотных дождей [8]. В связи с этим ужесточаются требования в отношении максимального уровня серы в транспортном топливе [9,13,14], в частности, концентрация серы в бензине не должна превышать 10 ppm [5-7]. Существующие процессы удаления сернистых соединений подразумевают их взаимодействие с газообразным водородом при высоких давлениях и температурах с использованием дорогих катализаторов [2,10,11]. Однако эти процессы не позволяют полностью удалить соединения серы, тем самым приводя к необходимости эксплуатации промышленных установок в еще более жестких условиях, что приводит к увеличению эксплуатационных расходов [4]. Таким образом, задача по поиску новых экономически эффективных технологий снижения содержания общей серы в продуктах первичной и вторичной переработки нефти является актуальной [2]. Для решения поставленной задачи необходимы знания о распределении сернистых соединений в получаемых продуктах.

Цель работы заключалась в исследовании закономерностей распределения серосодержащих соединений в продуктах крекинга высокосернистых гудронов.

Объектами исследования являлись гудроны Омского НПЗ, Новокуйбышевского НПЗ и гудрон, выделенный из нефти Зюзеевского месторождения. Гудроны являются высокосернистыми, содержание серы от 1,8 до 6,43 % мас., что характеризует их как неподходящее сырье для получения моторных топлив. Основные физико-химические характеристики объектов исследования представлены в таблице 1.

Крекинг проводился в реакторах объемом 12 см³ при температуре 500 °С, продолжительность составляла 15-60 минут. Масса навески загруженного образца составляла около 7 г. При проведении эксперимента фиксировалась масса пустого реактора и масса реактора с загруженным в него образцом. После проведения процесса термообработки, выход газообразных продуктов определялся по потере массы реактора с образцом после удаления из реактора газообразных продуктов. Полученная разница между массой реактора до эксперимента и после определялась как твердый продукт (кокс).

Вещественный состав сырья и продуктов крекинга устанавливали по стандартной методике: сначала определяли содержание асфальтенов в образце «холодным» методом Гольде. Затем концентрацию масел и смол в полученных мальтенах устанавливали адсорбционным способом, нанося исследуемый продукт на активированный силикагель АСК, помещая смесь в экстрактор Сокслета и последовательно вымывая углеводородные компоненты: масла - n-гексаном и смолы – этанол-бензольной смесью 1:1 (СТО 1246-2011).

Содержания общей серы в жидких продуктах и маслах определяли рентгенофлуоресцентным энергодисперсионным методом на приборе «Спектроскан SL» (ГОСТ Р 51947–2002), обеспечивающий диапазон измерений от 0,002 % до 5 %, навеска составляла 0,1 г.

Газожидкостную хроматографию (ГЖХ) проводили на хроматографе «Кристалл-2000М» с кварцевой капиллярной колонкой 25 м×0,22 мм, со стационарной фазой SE-54, газ-носитель – гелий. Для анализа сернистых соединений использовали пламенно-фотометрический детектор (ПФД), линейное повышение температуры составляло от 50 до 290 °С, скорость нагрева колонки – 4 град/мин. Качественный состав сернистых соединений определяли путём сравнения времён удерживания индивидуальных соединений (ди-n-гексилсульфид, бензотиофен, дибензотиофен) и анализируемых компонентов.

Таблица 1

Физико-химические характеристики объектов исследования

| Объект | Элементный состав, % мас.: | | Вещественный состав, % мас.: | | | Фракционный состав | | |
|-------------------------|----------------------------|------|------------------------------|-------|------|--------------------|---------|-------|
| | S | H/C | Масла | Смолы | Асф. | T _{н.к.} | 200-360 | >360 |
| Омский гудрон | 1,80 | 1,54 | 65,8 | 33,1 | 1,1 | 500,0 | отс. | 100,0 |
| Новокуйбышевский гудрон | 3,04 | 1,56 | 60,7 | 33,6 | 5,7 | 343,0 | 1,4 | 98,6 |
| Зюзеевский гудрон | 6,43 | 1,41 | 41,7 | 37,8 | 20,5 | 474,0 | отс. | 100,0 |

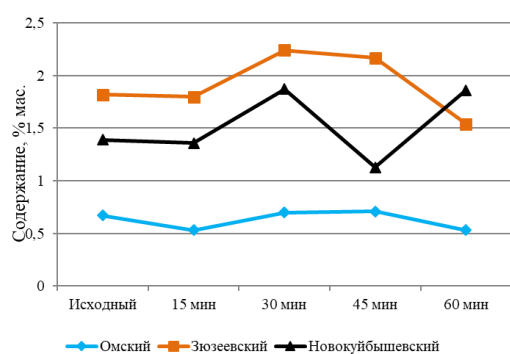


Рис. 1 Содержание общей серы в маслах

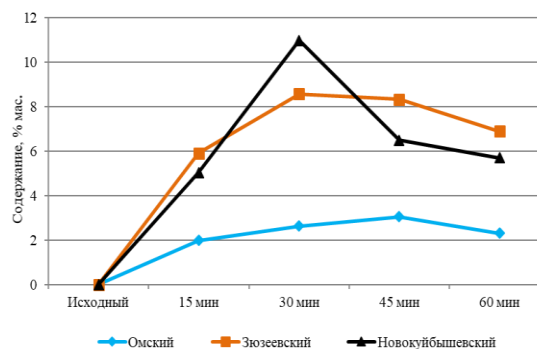


Рис. 2 Суммарное содержание бензотиофена и его гомологов в маслах

Показано, что на начальном этапе термической обработки (рисунок 1), содержание серы в маслах крекинга гудронов снижается, вероятно за счет конденсации серосодержащих соединений в твердые продукты крекинга. Увеличение продолжительности процесса (30 минут) приводит к повышению содержания серы в маслах, что вероятно связано с деструкцией высокомолекулярных соединений (смолы и асфальтены), серосодержащие фрагменты которых концентрируются в маслах. Дальнейшее увеличение длительности термообработки способствует снижению серосодержащих компонентов в составе масел, вследствие интенсификации реакции конденсации серосодержащих компонентов в кокс, а также реакций их распада с образованием газообразных продуктов. При крекинге Зюзевского гудрона (60 минут) содержание серы в маслах снизилось практически на 20 % отн. Однако увеличение продолжительности термообработки Новокуйбышевского гудрона приводит к повышению содержания серы, что вероятно связано с увеличением глубины деструкции молекул смол и асфальтенов и концентрированием низкомолекулярных серосодержащих фрагментов (новообразованных гомологов Т, БТ и ДБТ) в составе масел. Максимальное удаление серы из масел было для гудрона Омского НПЗ и составило около 30 % отн.

На основе данных хроматографического анализа рассчитано изменение содержания сернистых соединений в полученных образцах (рисунок 2). Показано, что в исходных гудронах бензотиофен и его метилзамещенные гомологи не обнаружены. Было установлено, что термообработка приводит к незначительному уменьшению содержания серы в жидких продуктах крекинга. При термообработке в течение 15 минут происходит образование гомологов бензотиофена, что, вероятно, связано протеканием реакций деструкции молекул смол и асфальтенов и концентрированием низкомолекулярных серосодержащих фрагментов в составе жидких продуктов крекинга. Дальнейшее увеличение продолжительности крекинга приводит к снижению содержания метилзамещенных гомологов бензотиофена, вследствие их деструкции.

Литература

1. Кривцов Е.Б., Головки А.К. Кинетика окислительного обессеривания дизельной фракции нефти смесью пероксид водорода-муравьиная кислота // Нефтехимия. – 2014. – Т. 54. – № 1. – С. 52 – 58.
2. Кузнецова Т.А., Раскулова Т.В. Очистка бензина каталитического крекинга от сернистых соединений // Вестник АНГТУ. – 2019. – №13. – С. 48 – 51.
3. Рудяков Е.В. и др. Система оценки качества топлива, масел и специальных жидкостей. – Иркутск: Изд-во Иркутского гос.техн.университета. – 2013. – 56 с.
4. Kulkarni P.S., Afonso C.A.M. Deep desulfurization of diesel fuel using ionic liquids: current status and future challenges // Green Chemistry. – 2010. – Vol. 12. – P. 1139–1149.
5. Liu Y., Wang H., Zhao J., Liu Yu., Liu Ch. Ultra-deep desulfurization by reactive adsorption desulfurization on copper-based catalysts // Journal of Energy Chemistry. – 2019. – Vol. 29. – P. 8 – 16.
6. Ma X., Sun L., Song Ch. A new approach to deep desulfurization of gasoline, diesel fuel and jet fuel by selective adsorption for ultra-clean fuels and for fuel cell applications // Catalysis Today. – 2002. – Vol. 77. – P. 107 – 116.
7. Muna H.I., Maan H., Mohd A.H., Adeeb H. The role of ionic liquids in desulfurization of fuels: A review // Renewable Sustainable Energy Reviews. – 2017. – Vol. 76. – P. 1534 – 1549.
8. Saikia B.K., Khound K., Baruah B.P. Extractive de-sulfurization and de-ashing of high sulfur coals by oxidation with ionic liquids // Energy Conversion and Management. – 2014. – Vol. 81. – P. 298–305.
9. Sentorun-Sentorun C., Saha S.K., Ma X., Song Ch. Mesoporous-molecular-sieve-supported nickel sorbents for adsorptive desulfurization of commercial ultra-low-sulfur diesel fuel // Applied Catalysis B: Environmental. – 2011. – Vol. 101. – P. 718 – 726.
10. Shang H, Du W, Liu Z, Zhang H. Development of microwave induced hydrodesulfurization of petroleum streams: a review. Journal of Industrial and Engineering Chemistry. – 2013. – Vol. 19. – P. 1061 – 1068.
11. Srivastava V.C. An evaluation of desulfurization technologies for sulfur removal from liquid fuels // RSC Advances. – 2012. – № 2. – P. 759 – 783.
12. Zhang S., Zhang Q., Zhang Z.C. Extractive desulfurization and denitrogenation of fuels using ionic liquids // Industrial Engineering Chemistry Research. – 2004. – Vol. 43. – P. 614 – 622.
13. Zhao H., Baker G.A. Oxidative desulfurization of fuels using ionic liquids: a review // Frontiers of Chemical Science Engineering. – 2015. – Vol. 9. – P. 262 – 279.
14. Xu M., Liu H., Ji S., Li C. Intensification of deep hydrodesulfurization through a two stage combination of monolith and trickle bed reactors // Chinese Journal of Chemical Engineering. – 2014. – Vol. 22. – P. 888–897.

**КОНВЕРСИЯ ПОПУТНЫХ НЕФТЯНЫХ ГАЗОВ C₃-C₄ В ЖИДКИЕ УГЛЕВОДОРОДЫ
НА ЦЕОЛИТАХ, МОДИФИЦИРОВАННЫХ ГПС (МО-BI-NI)**

С.Н. Джалилова

Научный руководитель - профессор В.И. Ерофеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

Значительно выросла роль многотоннажных каталитических процессов из природных углеводородных газов, газовых конденсатов, твердых горючих ископаемых для получения низших алкенов C₂-C₄, разветвленных насыщенных углеводородов, моторных топлив на гетерогенных катализаторах.

С экономической и экологической точек зрения сжигание попутных нефтяных газов (ПНГ) на «факалах» недопустимо, необходима их утилизация с получением ценных нефтехимических продуктов. Степень утилизации (ПНГ) постепенно растет благодаря инвестициям в разработку новых технологических решений и модернизацию существующих установок по переработке ПНГ [1].

Наиболее экономически оправданным является производство низших олефинов, ароматических углеводородов из ПНГ путем применения эффективных катализаторов.

Цеолиты микропористые типа MFI получали из щелочных алюмокремнегелей при 170-175 °С в течение 4 суток с использованием органической структурообразующей добавки «Х-масла», являющимся побочным продуктом производства капролактама [6].

Декатионированная форма цеолита H-ЦКЕ-ХМ обладает сильными кислотными свойствами, которые активно участвуют в превращении ПНГ и влияют на направление процесса.

Максимальное превращение ПНГ C₃ – C₄ газов мы можем наблюдать на катализаторах, модифицированных ГПС (Мо-Bi-Ni). Исследование процесса конверсии пропан-бутановой фракции на чистом цеолите H-ЦКЕ-ХМ видим, что с повышением температуры с 525 до 600°С, выход жидкой фазы повышается.

Таблица 1

**Влияние температуры на состав продуктов (мас. %) конверсии ПБФ на катализаторах H-ЦКЕ-ХМ,
модифицированных ГПС (Мо-Bi-Ni), при объемной скорости 240 ч⁻¹**

| T, °C | X, % | Газовая фаза, % | Компоненты газовой фазы, % | | Жидкая фаза, % | Компоненты жидкой фазы, % | | | | |
|--------------------------------------|---------|--------------------|--|--|-------------------|-------------------------------|-------------------------------|--------------------------------|----------------|------------------|
| | | | Алканы C ₁ -C ₄ | Алкены C ₂ -C ₃ | | C ₆ H ₆ | C ₇ H ₈ | C ₈ H ₁₀ | C ₉ | C ₁₀₊ |
| H-ЦКЕ-ХМ | | | | | | | | | | |
| 525 | 74,6 | 49,2 | 93,4 | 6,6 | 50,8 | 11,9 | 35,6 | 33 | 4,4 | 15,1 |
| 550 | 79,3 | 47,8 | 90,3 | 9,7 | 52,2 | 11,4 | 36,1 | 31,6 | 5,4 | 15,5 |
| 575 | 80,6 | 45,6 | 89,3 | 10,7 | 54,4 | 13,7 | 37,5 | 26,9 | 6,2 | 15,7 |
| 600 | 81,6 | 44,0 | 87,5 | 12,7 | 56,0 | 14,7 | 38,1 | 26,2 | 4,7 | 16,3 |
| Промышленный катализатор | | | | | | | | | | |
| 525 | 55,6 | 61,9 | 93,6 | 6,4 | 38,1 | 11,4 | 32,9 | 30,8 | 12,1 | 12,8 |
| 550 | 64,6 | 57,8 | 90,8 | 9,2 | 42,2 | 13,9 | 33,8 | 28,6 | 10,6 | 13,1 |
| 575 | 71,7 | 54,2 | 86,9 | 13,1 | 45,8 | 15,4 | 34,4 | 26,7 | 8,3 | 15,2 |
| 600 | 80,1 | 49,9 | 82,8 | 17,2 | 50,1 | 16,5 | 34,9 | 24,6 | 7,6 | 16,4 |
| 0,5 % ГПС (Мо-Bi-Ni)/H-ЦКЕ-ХМ | | | | | | | | | | |
| 525 | 81,1 | 45,7 | 95,5 | 4,5 | 54,3 | 12,4 | 38,2 | 28,1 | 8,1 | 13,2 |
| 550 | 85 | 42,6 | 93,4 | 6,6 | 57,4 | 14,7 | 40,0 | 26,2 | 5,0 | 14,1 |
| 575 | 87,9 | 39,8 | 90,7 | 9,3 | 60,2 | 15,8 | 40,5 | 24,8 | 3,1 | 15,8 |
| 600 | 88,2 | 37,7 | 86,9 | 13,1 | 62,3 | 16,1 | 40,9 | 23,9 | 2,7 | 16,4 |
| 1,0 % ГПС (Мо-Bi-Ni)/H-ЦКЕ-ХМ | | | | | | | | | | |
| 525 | 84,2 | 44,3 | 93,9 | 6,1 | 55,7 | 14,2 | 40,4 | 25,3 | 5,3 | 14,8 |
| 550 | 89 | 37,7 | 91,4 | 8,6 | 62,3 | 15,9 | 41,1 | 24,4 | 3,5 | 15,1 |
| 575 | 91,1 | 36,4 | 88,3 | 11,7 | 63,6 | 17,4 | 42,2 | 22,1 | 3,1 | 15,2 |
| 600 | 92,8 | 36,0 | 85 | 15,0 | 64,0 | 19,6 | 43,5 | 20,4 | 2,6 | 13,9 |
| 2,0 % ГПС (Мо-Bi-Ni)/H-ЦКЕ-ХМ | | | | | | | | | | |
| 525 | 84,3 | 46,6 | 95,1 | 6,7 | 53,4 | 15,2 | 41,3 | 23,0 | 5,2 | 15,3 |
| 550 | 87,9 | 38,4 | 92,1 | 7,9 | 61,6 | 15,5 | 41,6 | 22,1 | 4,9 | 15,9 |
| 575 | 87,2 | 38,9 | 91 | 9 | 61,1 | 16,5 | 42,6 | 19,8 | 4,2 | 16,9 |
| 600 | 85,7 | 36,9 | 87,4 | 12,6 | 63,2 | 16,9 | 42,7 | 19,1 | 3,6 | 17,7 |

Модификация цеолита Н-ЦКЕ-ХМ 2 мас. % ГПС (Мо-Vi-Ni) приводит к увеличению выхода ароматических углеводородов из пропан-бутановой фракции с ростом температуры процесса с 525 до 600 °С.

Таблица 2

Кислотные свойства цеолитных катализаторов, модифицированных ГПС (Мо-Vi-Ni)

| Катализатор | Т _{макс} , °С | | Концентрация кислотных центров, мкмоль/г | | |
|---------------------------------------|------------------------|-----|--|-----|------------------|
| | T1 | T2 | C1 | C2 | C _{сум} |
| Н-ЦКЕ-ХМ | 200 | 450 | 648 | 415 | 1063 |
| 0,5 % ГПС (Мо-Vi-Ni) /99,5 % Н-ЦКЕ-ХМ | 210 | 460 | 675 | 299 | 974 |
| 1 % ГПС (Мо-Vi-Ni) /99 % Н-ЦКЕ | 210 | 465 | 697 | 286 | 983 |
| 2% ГПС (Мо-Vi-Ni) /98 % Н-ЦКЕ-ХМ | 210 | 465 | 712 | 215 | 927 |
| промышленный катализатор | 200 | 400 | 280 | 145 | 425 |

Примечание: T1, T2 – температура максимумов пиков для форм 1 и 2 десорбции аммиака; C1, C2 и C_{сум} – концентрации кислотных центров в формах 1, 2 и суммарная соответственно.

Концентрирование слабокислотных центров для 0,5 % ГПС (Мо-Vi-Ni)/99,5 % Н-ЦКЕ-ХМ повышается до 675 мкмоль/г по сравнению с 648 мкмоль/г для Н-ЦКЕ-ХМ, с дальнейшим повышением содержания от 0,5 до 2 % ГПС (Мо-Vi-Ni) в Н-ЦКЕ-ХМ концентрация слабокислотных центров увеличивается до 712 мкмоль/г.

Концентрация сильнокислотных центров для чистого цеолита составляет 415 мкмоль/г и с увеличением содержания от 0,5 до 2 % ГПС (Мо-Vi-Ni) в Н-ЦКЕ-ХМ происходит уменьшение концентрации сильнокислотных центров с 415 до 215 мкмоль/г.

Таким образом, гетерополисоединения состава Мо-Vi-Ni, нанесенные на цеолит Н-ЦКЕ-ХМ, взаимодействуют с кислотными центрами катализатора и образуют дополнительное количество преимущественно слабокислотных центров на поверхности катализаторов, следовательно повышается их активность и увеличивается выход ароматических углеводородов в процессе конверсии пропан-бутановой фракции.

Литература

1. Dzhaililova S., Erofeev V. The study of technological mode options for production of oil required quality. Key Engineering Materials. 2017. V. 743. P. 394–397.
2. Erofeev V.I., Khasanov V.V., Dzhaililova S.N., Reschetilowski V.P., Syskina A.A., Bogdankova L.A. Acidic and Catalytic Properties of Zeolite Modified by Zinc in the Conversion Process of Lower C3-C4 Alkanes. Catalysts. 2019, 9 (5), 421; <https://doi.org/10.3390/catal9050421>.
3. Ерофеев В.И., Коваль Л.М. Пат. России № 2313487. 2007. Опубл.: 27.12.2007. Бюл. № 36

**МЕЗОПОРИСТЫЙ АЛЮМОСИЛИКАТ В ОЛИГОМЕРИЗАЦИИ
ВЫСШИХ ОЛЕФИНОВ C₁₄-C₁₆**

И.И. Зайнуллин², В.С. Байтеряков²

Научные руководители: научный сотрудник С.В. Бубеннов¹,
профессор, ведущий научный сотрудник Н.Г. Григорьева^{1,2}

¹ *Институт нефтехимии и катализа УФИЦ РАН, г. Уфа, Россия*

² *Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия*

В последнее десятилетие появились сообщения о переработке высших α-олефинов C₁₂-C₁₈ в синтетические смазочные материалы, не уступающие гидрированным тримерам децена (ПАОМ-4) по своим физико-химическим характеристикам, в особенности, термоокислительной стабильности, вязкости, температуре застывания [4,7]. Показаны возможности использования олигомеров C₁₄-C₁₆ в качестве масел для нефтяных бурильных установок [5], растворителей, пластификаторов, жидкостей для смазки картера [7] и др.

Производство практически важных олигомеров олефинов включает каталитическую олигомеризацию и гидрирование полученных продуктов. Катализаторами олигомеризации высших α-олефинов служат, как правило, кислоты Бренстеда и Льюиса, металлорганические соединения. К недостаткам указанных катализаторов относят сложность их отделения от олигомеров, большое количество стоков, коррозию оборудования.

В исследованиях по олигомеризации олефинов C₁₄, C₁₆ на гетерогенных катализаторах (ионообменные смолы, микропористые цеолиты) отмечается низкий выход продуктов [2-6].

В связи с этим актуальны новые исследования по поиску более эффективных гетерогенных катализаторов для процессов олигомеризации высших α-олефинов C₁₂-C₁₈.

Целью данной работы является разработка гетерогенно-каталитического способа синтеза олигомеров высших олефинов C₁₄ и C₁₆, основанного на применении аморфного алюмосиликата с мезопористой структурой ASM, получение которого описано в [1].

Образец ASM характеризуется узким распределением мезопор по размеру от 2 до 5 нм, объем мезопор составляет 0,76 см³/г, удельная поверхность 650 м²/г. Обладает кислотными центрами бренстедовского и льюисовского типа.

Олигомеризацию тетра- и гексадецена-1 осуществляли в непрерывно вращающихся автоклавах при T=160-260 °С, массовом содержании алюмосиликата ASM 5-30%, в течение 5-10 ч. Продукты реакции анализировали методами ГЖХ и ВЭЖХ, ¹H, ¹³C и DEPT - ЯМР спектроскопии.

Основными продуктами реакции являются изомеры олефинов C₁₄ и C₁₆, их олигомеры, а также продукты крекинга исходных мономеров.

Установлено, что в изученных условиях в присутствии алюмосиликата ASM олигомеризация высших α-олефинов проходит с высокой конверсией мономеров: до 90% для тетрадецена и до 87% для гексадецена. Олигомеры имеют число звеньев в цепи n=2-3. Селективность образования олигомеров C₁₄ достигает 87,5%, а олигомеров C₁₆ - 65,5%.

Исследование влияния реакционных параметров показало, что с повышением температуры и количества катализатора возрастает конверсия мономеров, содержание тримеров в олигомерной фракции и выход продуктов деструкции исходных олефинов. При T=260 °С и количества катализатора 30% содержание продуктов деструкции может достигать 25%.

Таким образом, исследована олигомеризация линейных тетра- и гексадецинов в присутствии аморфного мезопористого алюмосиликата ASM.

Установлено, что продуктами превращения указанных мономеров на мезопористом алюмосиликате ASM является смесь изомеров и олигомеров (ди- и тримеров тетрадецена и гексадецена). Показано, что состав олигомеров можно регулировать, изменяя условия реакции.

Результаты получены при финансовой поддержке РФ в лице Минобрнауки России Грантом ФЦП №2019-05-595-000-058 и Совета по грантам Президента РФ для молодых ученых и аспирантов, проект №СП-2137.2018.1. с использованием оборудования ЦКП «Агидель» УФИЦ РАН.

Литература

1. Agliullin M.R., Danilova I.G., Faizullin A.V., Amarantov S.V., Bubenov S.V., Prosochkina T.R., Grigor'eva N.G., Paukshtis E.A., Kutepov B.I. // Microporous and Mesoporous Materials. – 2016.-V.230. –P. 118-127.
2. Gee J.C., Williams S.T. // Journal of Catalysis. 2013. V.303. P.1-8.
3. Knifton J.F., Sanderson J.R. // Catalysis letters. 1994. V.28. P.223-230.
4. Патент US 2007/0299291, C07C 1/00 Process for the manufacture of base oil, Eija Koivusalmi, Заявлено 27.12.2007.
5. Патент US 20080167510, C09K8/34, Method for producing internal olefin, internal olefin mixture, and oil drilling fluid containing internal olefin mixture, Tetsuya Saruwatari, Hideki Yamane Заявлено 12.012005; Опубл. 07.10.2008.
6. Патент US 6703356 C07C9/22, Synthetic hydrocarbon fluids 2004. Wu M.M., Заявлено 23.03.2000; Опубл 09.03.2004.
7. Цветков О.Н. Поли-α-олефиновые масла: Химия, технология и применение. М.: Техника, 2006. 192 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ МАГНИТНОГО ПОЛЯ НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ

М.С. Зырянов, Е.В. Фомичев, Л.В. Чеканцева

Научный руководитель - доцент Л.В. Шишмина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Рост обводненности и продукции скважин и сопутствующие при этом осложнения заставляют вносить коррективы в технологию добычи нефти, системы сбора и подготовки продукции. Одной из наиболее сложных и часто встречающихся проблем при добыче механизированным способом является образование нефтяных эмульсий обратного типа. Процесс образования эмульсии носит сложный комплексный характер, определяемый большим числом влияющих факторов, в зависимости от которых подбирается метод предупреждения и борьбы.

В нефтяной промышленности самым распространенным из известных методов разделения эмульсий на нефть и воду является термохимическая деэмульсация [4]. При этом тратится тепло и огромное количество дорогостоящих деэмульгаторов, дозировка которых обычно варьируется в пределах от 20 до 200 г/т [4]. Одним из методов повышения эффективности термохимической обработки является использование магнитного поля. Метод магнитной обработки водонефтяной эмульсии изучается достаточно давно и получены результаты, доказывающие эффективность данного метода. Например, В.И. Лесин в своей работе [7] подробно объяснил действие магнитного поля на водонефтяную эмульсию. Суть состоит в том, что происходит распад надмолекулярных агрегатов железа под влиянием магнитного поля или из-за влияния парамагнитных частиц, пребывающих на границе раздела фаз, взаимодействующих с внешним магнитным полем [4]. Энергия магнитного поля является одним из самых эффективных, экономичных и доступных видов энергии, ускоряющих различные процессы: увеличивается массо- и теплообмен, ускоряются химические реакции, снижаются механическое сопротивление и вязкость обрабатываемой среды.

Целью данной работы является исследование воздействия постоянного магнитного поля с различным расположением пар магнитов на реологические свойства исследуемой эмульсии и определение эффективности ее разделения на основании полученных результатов.

В качестве объекта исследования выбрана нефть Арчинского месторождения. В таблице 1 представлены физико-химические свойства нефти.

Таблица 1

Физико-химические свойства исследуемой нефти

| Наименование | Ед. измерения | Значение |
|---|--------------------|----------|
| Плотность разгазированной нефти | кг/м ³ | 863 |
| Вязкость разгазированной нефти: при 20 °С при 50 °С | мм ² /с | 17,9 |
| | | 16,7 |
| Массовое содержание: | | |
| серы | % | 0,44 |
| смола | % | 5,09 |
| асфальтенов | % | 1,60 |
| парафинов | % | 6,75 |

Согласно данной таблице можно отметить, что нефть относится к классу малосернистых и к типу средних нефтей [3].

Обводненность пробы была определена по ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды» по методу Дина и Старка и составила 36,8%. Эксплуатирующей компанией для разделения эмульсии используется деэмульгатор «Х». С целью снижения потребления деэмульгатора и увеличения скорости разделения эмульсии был применен комбинированный метод воздействия: постоянное магнитное поле и деэмульгатор «Х» [6].

Сотрудниками лаборатории отделения экспериментальной физики НИ ТПУ методом рентгеновской дифрактометрии было определено, что используемые магниты относятся к группе самарий-кобальтовых. Остаточная индукция – 0,2 Тл. Направление намагничивания – от большей по площади стороне к противоположной. Подтверждено известное из литературных источников [7] оптимальное расположение магнитов согласно линиям индукции магнитного поля вида N-S – S-N.

Для того чтобы определить эффективность воздействия магнитного поля на водонефтяную эмульсию были проведены опыты и выявлена оптимальная последовательность этапов обработки эмульсии. Порядок проведения эксперимента был следующий. Образец пробы объемом 150 мл пропустили по пластиковой трубке через магнетизатор, затем добавили химический реагент и перемешали в мешалке в течение 10 мин со скоростью 800 об/мин. Движение эмульсии проходило под действием гравитационных сил, время воздействия магнитного поля на эмульсию составило 7 с. Полученный образец исследовали методом оптической микроскопии. Намагниченную эмульсию в двух цилиндрах помещали в сушильный шкаф для термического обезвоживания, оставшуюся эмульсию использовали для определения вязкости и плотности. Измерение количества отделившейся воды проводилось через сутки [6]. Отметим, что в отличие от опыта в работе [6] настоящее исследование магнитного воздействия на реологические характеристики эмульсии проводилось через 180 суток хранения промысловой водонефтяной эмульсии.

СЕКЦИЯ 12. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 1 – УГЛЕВОДОРОДНОЕ СЫРЬЕ

Магнитную обработку эмульсии проводили при различном взаимном расположении магнитов (рис. 1). Для опытов были собраны пять пар магнитов на основе сплавов редкоземельных металлов неодим – железо – бор с габаритными размерами: длина – 40 мм, ширина – 20 мм. Далее номера экспериментов будут соответствовать номеру расположения пар магнитов.

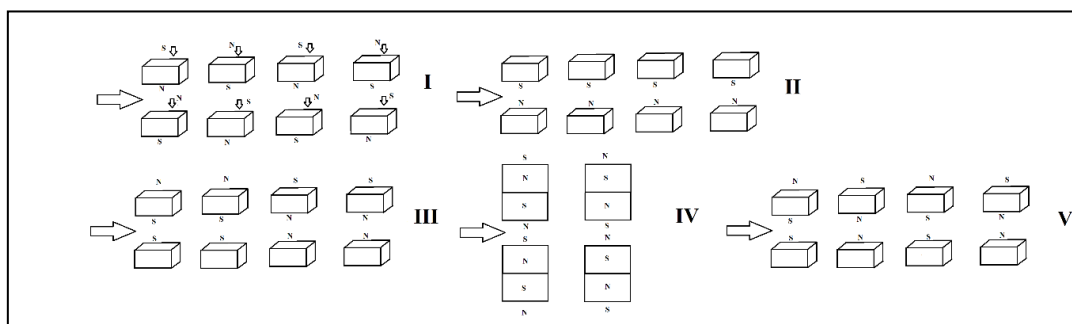


Рис. 1 Схемы расположения магнитов

Опыт, описанный в работе [6] с расположением магнитов по схеме №5, показал наилучший результат по количеству выделившейся воды после магнитной обработки эмульсии (таблицы 2 и 3). Это может быть связано с расположением пар магнитов, также происходит нарушение устойчивости эмульсии после добавления химического реагента, магнитное поле приводит к разрыхлению оболочек, бронирующих глобулы нефти, вследствие переориентаций в них соединений железа. Под воздействием магнитного поля глобулы воды могут изменять свою геометрическую форму, при изменении формы глобул будет увеличиваться площадь ее поверхности (так как происходит процесс растяжения), толщина бронирующего слоя уменьшаться, что является одной из составляющей процесса деэмульсации.

Эффективность магнитной обработки оценивали по количеству воды выделившейся из водонефтяной эмульсии в пробе.

Коэффициент эффективности деэмульгатора вычисляли по формуле:

$$K_{эф} = \frac{V_{выд}}{V_{\Sigma}}$$

где $V_{выд}$ – объем выделившейся воды, мл; V_{Σ} - содержание воды в пробе, мл.

Таблица 2

Доля выделившейся воды обработанной магнитным полем водонефтяной эмульсии

| Номер схемы расположения магнитов | Объем выделившейся воды, мл | Коэффициент эффективности деэмульгатора, $K_{эф}$, % |
|-----------------------------------|-----------------------------|---|
| 1 | 10 | 27 |
| 2 | 10 | 27 |
| 3 | 8 | 21 |
| 4 | 4 | 11 |
| 5 | 36,8 [6] | 100 [6] |

После воздействия магнитным полем на водонефтяную эмульсию была определена плотность исследуемой эмульсии при разных расположениях магнитов (таблица 3) и с помощью ротационного вискозиметра Брукфильда получены значения динамической вязкости эмульсии, подвергшейся магнитной обработке и воздействию деэмульгатора (рис.2). Определение вязкости проводилось сразу после эксперимента.

Таблица 3

Результаты экспериментов по воздействию магнитного поля на водонефтяную эмульсию

| Номер схемы расположения магнитов | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|
| Плотность эмульсии после обработки, г/см ³ | 0,880 | 0,886 | 0,883 | 0,891 | 0,891 |
| Эффективная вязкость эмульсии после магнитной обработки при скорости сдвига 25с-1, мПа•с | 14,78 | 4,39 | 12,45 | 8,95 | 14,9 |
| Среднеарифметический диаметр частиц, мкм | 33 | 19 | 14 | 14 | 22 |
| Среднеповерхностный диаметр, мкм | 110 | 75 | 27 | 29 | 77 |
| Микрофотография | | | | | |

Измерения на вискозиметре проводились при температуре плюс 25 °С, при скоростях сдвига от 20 до 45 с-1. По данным, представленным на рисунке 2, можно видеть, что с увеличением скорости сдвига динамическая вязкость снижается. При использовании схем расположения магнитов №1 и №3 наблюдаются наиболее высокие значения вязкости (рис.2), что говорит об отрицательном эффекте магнитного поля. Опыт №2 показал лучший результат: вязкость образца обработанной эмульсии была наименьшей во всем диапазоне скоростей сдвига.

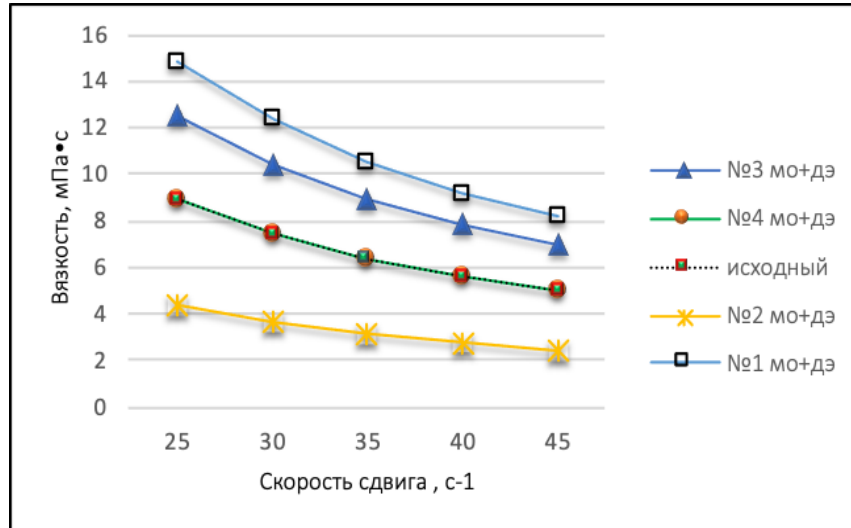


Рис. 2 Изменение вязкости исследуемой нефти в зависимости от скорости сдвига

Из графика (рис.2), мы видим, что в эксперименте №1 вязкость водонефтяной эмульсии после магнитной обработки самая высокая и превышает вязкость исходной эмульсии. Аналогичная зависимость установлена и для образца №3. В эксперименте с размещением магнитов по схеме №2 магнитная обработка оказала наиболее сильное влияние и привела к уменьшению вязкости по сравнению с исходным образцом.

Выбранный ранее метод магнитной обработки эмульсии с расположением магнитов N-S – S-N, описанный в работе [6], является более эффективным вариантом для создания магнитного поля и воздействия на водонефтяную эмульсию.

Литература

1. Будовая Е.А., Т.В. Новикова, Е.В. Бешагина, Ю.В. Лоскутова. Влияние химических реагентов и магнитной обработки на структурно-реологические свойства сборной нефти//Перспективы развития фундаментальных наук – Томск, 2012. – С. 327 – 329.
2. Вольцов А.А. Интенсификация процесса расслоения водонефтяных эмульсий путем их магнитно-вибрационной обработки: Автореф.дис.канд.техн.наук. - Уфа, 2006. – 122с.
3. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия [Текст]. - Москва.: Госстандарт России, 2002. 16с
4. Доломатов М.Ю., Сабитов Р.С., Сафуанова Р.М., Телин А.Г. О разрушении углеводородных эмульсий под действием электромагнитных полей//Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов – Уфа, 2017. №2 – С. 39 – 51.
5. Ермеев А.М., Елпидинский А.А. О применении магнитного поля в процессах разрушения водонефтяных эмульсий//Вестник Казанского технологического университета – Казань, 2013. №2 – С. 170 – 173.
6. Зырянов М.С., Фомичев Е.В. Исследование способов воздействия магнитного поля на разделение водонефтяной эмульсии//Сборник трудов – Томск, 2019. – Том 2 – С. 107 – 109.
7. Лесин В.И., Дюнин А.Г., Хавкин А.Я. Изменение физико-химических свойств водных растворов под влиянием электромагнитного поля//Журнал физической химии. – 1993. – Т. 67. - №7. – С. 1561 – 1562.
8. Тудрий Г.А., Варнавская О.А., Хватова Л.К. Использование отечественного деэмульгатора СНПХ-4810 в процессе подготовки нефти//Нефтяное хозяйство – 1998. №2 – С. 54 – 56.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ПРЕВРАЩЕНИЯ КОМПОНЕНТОВ ТЯЖЁЛОГО НЕФТЯНОГО СЫРЬЯ В
ПРОЦЕССЕ АКВАТЕРМОЛИЗА**

А.Д. Ешмуханова, П.И. Зырянова, К.Б. Кривцова

Научный руководитель - инженер К.Б. Кривцова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день основным энергоресурсом является нефть, снижение запасов которой вызывает необходимость вовлечения в процессы переработки нетрадиционного углеводородного сырья, к которому относятся природные битумы (ПБ), тяжёлые нефти (ТН) и тяжёлые нефтяные остатки (ТНО). Их запасы в несколько раз превышают запасы средних и легких нефтей (ЛН) [2].

Нетрадиционное нефтяное сырьё отличается повышенным содержанием высокомолекулярных компонентов, представленных смолисто-асфальтовыми веществами (САВ). САВ состоят из конденсированных ароматических углеводородов (УВ), полициклических гетероатомных соединений и металлоорганических соединений. Они формируют надмолекулярный каркас, вызывающий повышение вязкости. При термическом воздействии они склонны к конденсации и агрегированию, следствием чего является коксообразование.

В связи с этим основными проблемами переработки нефти являются сырьё с высокой плотностью и вязкостью, сырьё с избыточным содержанием углерода, сырьё с большим содержанием металлов переходных групп, а также сырьё с повышенным содержанием гетероатомных соединений.

Схемы процессов глубокой переработки, в результате которых получают сырьё высокого качества, подразумевают наличие термодеструктивных процессов, за счёт которых происходит снижение молекулярной массы, и наличие водорода, который при высокой температуре и давлении позволяет снизить коксообразование и удалить гетероатомные соединения.

Такой подход требует больших эксплуатационных затрат из-за необходимости предварительной подготовки тяжелого нефтяного сырья (ТНС) и дефицита водорода [4].

Таким образом, исследования, направленные на поиск альтернативного источника водорода, активатора как гидрогенизационных, так и деструктивных реакций, набирают обороты [3].

В последнее время активно изучаются свойства воды в сверхкритических условиях, при которых она является активным донором водорода, растворителем и средой для проведения реакций. Кроме того, вода имеет невысокую стоимость, экологически безопасна и может быть вовлечена в состав нефтяного сырья в относительно большом количестве [1].

Целью данной работы является изучение процесса превращения компонентов ТНО, подвергшихся процессу акватермолиза в сверхкритических условиях.

В качестве объекта исследования выбран мазут Усинской нефти. Физико-химические свойства исследуемого мазута представлены в таблице 1.

Выбор сырья обусловлен характеристиками мазута Усинского месторождения: высоким содержанием САВ, что обуславливает высокую вязкость и плотность нефти, а также низкую температуру застывания.

Таблица 1

Исходные физико-химические характеристики мазута

| Показатели | Мазут Усинской нефти |
|--|----------------------|
| Плотность, кг/м ³ | 976,5 |
| Кинематическая вязкость при 50 °С, мм ² /с | – |
| Температура застывания, °С | 82 |
| Начало кипения °С | 350 |
| Компонентный состав, мас. %: | |
| Масел | 54,5 |
| Смол | 37,0 |
| Асфальтенов | 8,5 |

Высокотемпературный акватермолиз мазута проводили в реакторе-автоклаве объемом 12 см³ при соотношении сырьё:вода, равном 7:3. Продолжительность воздействия составила 60 мин при температуре 435 °С и давлении 30 МПа. На основе экспериментальных данных получена зависимость изменения давления от температуры процесса, представленная на рисунке 1. Общее давление в системе определяется давлением водяных поров и углеводородных газов, образующихся в ходе деструкции исходного сырья.

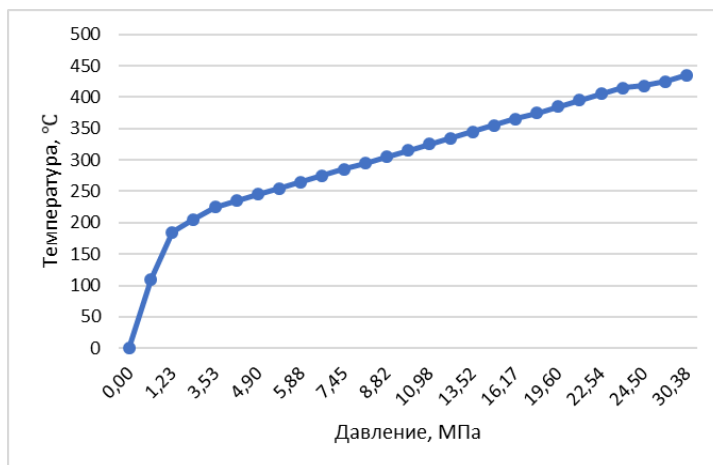


Рис. 1 График зависимости давления от температуры

В ходе процесса была зафиксирована масса пустого реактора и реактора с загруженным сырьём. Содержание кокса определялось с помощью гравиметрического анализа по разнице массы реактора до и после эксперимента, газовые продукты – по изменению массы реактора после разгрузки и после удаления газов. Содержание САВ в жидких продуктах определяли «холодным» методом Гольде. Осаждение асфальтенов проводили в 40-кратном избытке н-гексана, в котором растворяли навеску образца. Полученные мальтены разделяли на масла и смолы на силикагеле марки АСКГ. Результаты изменения физико-химических параметров мазута представлены в таблице 2. Данные о составе образца до и после конверсии – в таблице 3.

Таблица 2

Физико-химические свойства исходного мазута и после термолиза

| | Мазут исходный | Мазут после термолиза |
|---------------------------------------|----------------|-----------------------|
| Плотность при 20°C, кг/м ³ | 976,5 | 889,6 |
| Вязкость при 50°C, мм ² /с | - | 46,96 |

Таблица 3

Состав продуктов акватермолиза мазута

| Образец | Выход, мас. % | | | | |
|-----------------------|---------------|-------|------|-------------|-------|
| | газа | масел | смог | асфальтенов | кокса |
| Исходный мазут | 0 | 54,5 | 37,0 | 8,5 | 0 |
| Мазут после термолиза | 2,45 | 58,6 | 21,8 | 9,1 | 8,05 |

Таким образом, в ходе высокотемпературного акватермолиза наблюдается улучшение физико-химических свойств мазута Усинской нефти: плотность уменьшилась на 9,77 % и вязкость мазута, прежде не текучего, после термолиза в СКВ составила 46,96 мм²/с. Также проведённое исследование показало, что вещественный состав исходного мазута претерпел существенное изменение под воздействием воды в сверхкритическом состоянии: содержание смог уменьшилось на 41 %, содержание асфальтенов увеличилось на 6,5 %. Выход масляной фракции в результате акватермолиза увеличился на 6,9 %.

Литература

1. Байгильдин Э. Р. и др. Акватермолиз высоковязкой нефти с использованием биметаллических катализаторов на основе железа и кобальта, образованных in situ из смеси нефтерастворимых прекурсоров //Георесурсы. – 2019. – Т. 21. – №. 3.
2. Елецкий П. М. и др. Облагораживание тяжелого нефтяного сырья в присутствии воды //Журнал Сибирского федерального университета. Химия. – 2017. – Т. 10. – №. 4.
3. Закирова З.Р. Акватермолиз альтернативных источников нефти в условиях сверхкритического состояния воды // Вестник технологического университета. – 2017. –Т.20. – №5
4. Hosseinpour M., Ahmadi S. J., Fatemi S. Deuterium tracing study of unsaturated aliphatics hydrogenation by supercritical water in upgrading heavy oil. Part I: Non-catalytic cracking //The Journal of Supercritical Fluids. – 2016. – Т. 107. – С.278-285.

ПОВЕДЕНИЕ ЭМУЛЬСИЙ ПРИ СОВМЕСТНОМ ВОЗДЕЙСТВИИ ДЕЭМУЛЬГАТОРОВ И
УЛЬТРАЗВУКА

К.С. Зверев¹, Г.И. Волкова^{1,2}

Научный руководитель - с. н. с., доцент Г.И. Волкова

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

²Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

Повышение нефтеотдачи пластов большинства нефтяных месторождений достигается методом искусственного поддержания пластового давления, которое реализуется закачкой воды или водных растворов. За счёт движения нефти и воды по стволу скважины и нефтепроводам происходит их взаимное перемешивание и диспергирование, приводящее к образованию эмульсий. Степень дисперсности эмульсий при их транспортировке многократно изменяется, это приводит к изменению вязкости системы и, как следствие, к резким колебаниям гидродинамического сопротивления аппаратуры трубопроводов. Водно-нефтяная эмульсия представляет собой гетерогенную систему, состоящую из очень маленьких капель воды, раздробленных в нефти. Каждая капля воды раздробленная в нефти окружается бронирующей оболочкой, которая состоит из полярных частей нефти. Представителями естественных стабилизаторов эмульсий являются смолы, асфальтены, парафины и нафтены, которые присутствуют в нефти, их относят к природным поверхностно-активным веществам (ПАВ). Так же, ПАВ являются твердые мелкие частицы веществ, содержащиеся в газоконденсатных скважинах в состоянии взвеси. Выделим основные характеристики нефтяных эмульсий: степень разрушения за определенный период времени, эффективная вязкость, средний объемно-поверхностный диаметр эмульгированных капель водной фазы. Как было сказано ранее, водно-нефтяные эмульсии имеют бронирующую оболочку, которая препятствует коалесценции капель воды. По этому эмульсии такого типа не могут быть разрушены с помощью обычных методов (нагрев или центрифугирование), поэтому идет постоянный поиск иных способов деэмульсации, а именно, исследуется возможность использования совместных методов воздействия [1-3]. Одним из перспективных методов для разделения водонефтяных эмульсий стало ультразвуковое воздействие, которое интенсифицирует процессы коалесценцию капель воды.

Цель настоящего исследования: изучение поведения обработанных ультразвуком водонефтяных эмульсий в присутствии деэмульгатора.

Дисперсионную среду обратной эмульсии формировали с использованием малопарафинистой нефти, содержащей 13 % мас. смол и следы асфальтенов. Дисперсная фаза модельных эмульсий – пластовая вода.

Эмульсии готовили при комнатной температуре посредством перемешивания 100 г водно-нефтяной смеси механической мешалкой (скорость вращения вала 3000 об/мин) в течение 10 мин. Устойчивую эмульсию нефти, содержащую 10 % мас. пластовой воды, обрабатывали при интенсивности поля (I) 2, 4, 6 (диспергатор UD-20) и 18 (диспергатор УЗДН) Вт/см² в течение 1 и 3 мин. Оба используемых диспергатора работают на частоте 22 кГц. После ультразвуковой обработки в эмульсию вводили деэмульгатор Kemelix (Россия ООО «ФЛЭК», г. Пермь) в количестве 100 г/т.

Агрегативную устойчивость эмульсий оценивали по методике «bottle test». Эмульсии выдерживали при заданной температуре в течение 1 и/или 24 ч.

Реологические параметры эмульсий определяли на ротационном вискозиметре Brookfield DV-III ULTRA (США). Измерения проводили при 25 оС. Вязкостно-температурные кривые получены с использованием прибора ИНПН «Кристалл» (ИХН СО РАН).

Микроструктуру эмульсий исследовали с использованием оптического микроскопа AXIO LAB.A1 Carl Zeiss. Содержание остаточной воды в нефтяном слое после расслоения определяли по ГОСТ 2477 с использованием насадки Дина-Старка.

Исходная 10 % мас. эмульсия устойчива и только через 7 сут выделяется 10 % от общего количества воды, содержащейся в ней. Эмульсии, обработанные ультразвуковым полем интенсивностью 2 и 4 Вт/см² в течение 1 мин при комнатной температуре, не расслаиваются в течение 1 ч, в то время как повышение интенсивности излучения до 18 Вт/см² приводит к выделению 80 % воды (табл. 1). Спустя 24 ч образцы 1 и 2 выделяют по 5 мл воды, что составляет 50 % от исходного содержания. УЗО эмульсии при I=18 Вт/см² приводит к полному ее разделению. Через 7 сут образцы 1 и 2, хранящиеся при 20 оС, расслаиваются на 80 %. В нефтяном слое обнаружены следы воды, а оставшиеся 20 % находятся в межфазном слое.

Таблица 1

Устойчивость 10 % мас. эмульсии нефти, обработанной ультразвуком

| Образец | I, Вт/см ² | Количество отслоившейся воды при 25 °С, % | | |
|-----------------------|-----------------------|---|-------|-------|
| | | 1 ч | 1 сут | 7 сут |
| Исходный | нет | нет | нет | 10 |
| 1 | 2 | нет | 50 | 80 |
| 2 | 4 | нет | 50 | 80 |
| 3 | 18 | 80 | 100 | 100 |
| Время обработки 1 мин | | | | |

Вязкость нефтяного слоя обработанных эмульсий по мере их расслоения падает и после 100 % расслоения достигает вязкости нефти.

Исследовано влияние УЗО на вязкость 10 % эмульсий при 25, 50 и 80 °С. При 25 °С вязкость обработанных растворов снижается в 1,7 и 2,0 раза после воздействия полем интенсивностью 2 и 18 Вт/см² соответственно (табл. 2). При 50 °С максимальное снижение вязкости достигается после обработки полем I=4 Вт/см² в течение 1 мин (табл. 2, образец 7). Аналогичный результат получен и для эмульсий, вязкость которых определена при 80 °С (табл. 2, образец 12).

Таблица 2

Влияние условий обработки на вязкость 10 % мас. эмульсий

| Образец | Условия обработки | | Температура измерения, °С | Вязкость, мПа·с | $\eta_{исх}/\eta$ |
|----------|-----------------------|----------------|---------------------------|-----------------|-------------------|
| | I, Вт/см ² | Время УЗО, мин | | | |
| исходная | - | - | 25 | 960 | - |
| 4 | 2 | 1 | 25 | 555 | 1,7 |
| 5 | 18 | 1 | 25 | 480 | 2,0 |
| исходная | - | - | 50 | 220 | - |
| 6 | 2 | 1 | 50 | 135 | 1,6 |
| 7 | 4 | 1 | 50 | 114 | 1,9 |
| 8 | 2 | 3 | 50 | 170 | 1,3 |
| 9 | 4 | 3 | 50 | 190 | 1,2 |
| 10 | 18 | 1 | 50 | 160 | 1,4 |
| исходная | - | - | 80 | 190 | - |
| 11 | 2 | 1 | 80 | 75 | 2,5 |
| 12 | 4 | 1 | 80 | 70 | 2,7 |
| 13 | 2 | 3 | 80 | 80 | 2,4 |
| 14 | 4 | 3 | 80 | 80 | 2,4 |

Исследования, проведенные ранее, показали, что реактив Kemelix среди промышленных деэмульгаторов наиболее эффективно разрушает эмульсии и снижает вязкость исследуемой нефти практически в 2 раза.

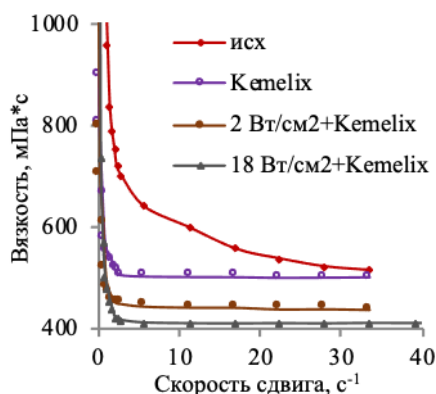


Рис.1 Вязкость 10 % мас. эмульсий при температуре 25 °С

Известно, что использование ультразвука приводит к усилению массообменных процессов, поэтому изучено влияние УЗО на деэмульгирующую активность химического реагента Kemelix. Комплексное воздействие приводит к значительному снижению времени расслоения 10 % эмульсии в связи с ускорением скорости агрегации капель водной фазы и их седиментации. Кроме этого, как видно из рис. 1, комплексное воздействие, включающее УЗО и последующее введение деэмульгатора, способствует снижению вязкости 10 % эмульсии в 2,2 и 2,4 раза при интенсивности поля 2 и 18 Вт/см² соответственно.

Таким образом, показана возможность применения комплексного воздействия для разрушения устойчивых водонефтяных эмульсий.

Работа выполнена в рамках государственного задания ИХН СО РАН. Номер государственной регистрации АААА-А17-117030310198-4.

Литература

1. Bhardwaj A., Hartland S. Dynamics of emulsification and demulsification of water in crude oil emulsions //Industrial & engineering chemistry research. – 1994. – Т. 33. – №. 5. – С. 1271-1279.
2. Djuve J. et al. Chemical destabilization of crude oil based emulsions and asphaltene stabilized emulsions //Colloid and Polymer Science. – 2001. – Т. 279. – №. 3. – С. 232-239.
3. Mohammed R. A. et al. Dewatering of crude oil emulsions 1. Rheological behaviour of the crude oil—water interface //Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects. – 1993. – Т. 80. – №. 2-3. – С. 223-235.

**ИЗМЕНЕНИЕ СТРУКТУРНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК СМОЛ И АСФАЛЬТЕНОВ
ВЫСОКОСЕРНИСТОГО ГАЗОЙЛЯ В ПРОЦЕССЕ ОКИСЛЕНИЯ И КРЕКИНГА**

Ю.А. Иовик

Научный руководитель - старший научный сотрудник Е.Б. Кривцов
Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 г ставит перед исследователями задачи по разработке способов переработки нефти, сочетающих глубокую деструкцию сырья с эффективным удалением серосодержащих компонентов. Одним из представляющих практический интерес методов является комбинирование предварительной окислительной обработки сырья с последующим крекингом. Важным преимуществом окислительного процесса является возможность проведения при комнатной температуре и атмосферном давлении, что обуславливает его относительно низкую стоимость. Кроме того, реакционная способность полиароматических серосодержащих соединений в процессе окисления выше, чем у тиафена и бензотиафена [2]. Полученные при окислении производные – сульфоны и сульфоксиды – характеризуются меньшей термической стабильностью, чем исходные соединения. [3]. Предположительно, такой подход позволит эффективно разрушать высокомолекулярные сернистые соединения тяжелого углеводородного сырья с получением дополнительных количеств дистиллятных фракций [5], что обуславливает необходимость подробного изучения механизмов протекающих процессов.

Цель данной работы – исследование влияния условий предварительного окисления и термической обработки на структурные параметры смолисто-асфальтеновых веществ вакуумного газойля Новокуйбышевского НПЗ.

Окисление вакуумного газойля смесью пероксида водорода и муравьиной кислоты проводили при температуре 23 – 25°C в реакторе с постоянным перемешиванием со скоростью 2500 об/мин. Использовалось стехиометрическое (So: H₂O₂ = 1 : 2) и экспериментально установленное ранее [1] оптимальное соотношение (So : H₂O₂ = 1 : 5) окислителя. Мольное соотношение пероксида водорода и муравьиной кислоты составляло 3 : 4, продолжительность процесса – 90 мин. Водную фазу, содержащую муравьиную кислоту и остатки непрореагировавшего пероксида водорода, удаляли путем декантации. Крекинг вакуумного газойля и продуктов его окисления проводили в реакторах-автоклавах, объем которых составляет 12 см³. Масса навески образца составляла 7 г. Материальный баланс рассчитывался следующим образом: фиксировалась масса реактора без образца и масса реактора с образцом, подготовленного к крекингу. Выход газообразных продуктов соответствует потере массы реактора с образцом после дегазирования. После удаления жидких продуктов реактор промывали хлороформом и взвешивали. Полученная разница между массой реактора до эксперимента и после определялась как масса кокса. Температура крекинга составляла 500 °С, продолжительность процесса – от 15 до 60 мин.

Вещественный состав исходного вакуумного газойля и продуктов его крекинга устанавливали по стандартной схеме (СТО 1246-2011). Фракционный состав жидких продуктов крекинга определяли методом газожидкостной хроматографии на хроматографе «Кристалл-2000М» с пламенно-ионизационным детектором. Содержание бензиновой и дизельной фракции определяли на основании времен удерживания n-алканов (ундекана и генэйкозана).

Содержание серы определяли в соответствии с ГОСТ Р 51947-2002 методом энергодисперсионной рентгенофлуоресцентной спектроскопии на приборе «Спектроскан SL». Анализ сернистых соединений проводили методом газожидкостной хроматографии на хроматографе «Кристалл-2000М» с пламенно-фотометрическим детектором, линейное повышение температуры составляло от 50 до 290°C, скорость нагрева колонки – 4 град/мин. Использовалась капиллярная колонка (длина 30 м, внутренний диаметр 0,25 мм); неподвижная фаза CR-5 толщиной 2,5 мкм. Качественный состав сернистых соединений определяли путем сравнения времен удерживания анализируемых компонентов с индивидуальными соединениями серы (тиофен, бензотиафен, дибензотиафен и их гомологи).

Смоли и асфальтены, выделенные из вакуумного газойля и продуктов его крекинга, исследовали методом структурно-группового анализа по методике, разработанной в ИХН СО РАН [4]. Использование данных элементного состава, средней молекулярной массы и ПМР-спектроскопии позволяет рассчитать среднее распределение атомов между структурными элементами молекул высокомолекулярных соединений. Данное распределение дает информацию о величине и строении молекул, составе и количестве различных структурных групп. Элементный анализ исследуемых смол устанавливали на CHNS-анализаторе Vario EL Cube. Молекулярные массы измеряли методом криоскопии в нафталине на разработанном в ИХН СО РАН приборе «Крион». Спектры ПМР снимали на Фурье-спектрометре AVANCE-AV-600 (растворитель – дейтерохлороформ, внутренний стандарт – гексаметилдисилоксан) при 1 %-ной концентрации смол. Проведен расчет структурно-групповых параметров смол исходного вакуумного газойля и продуктов его термоллиза, полученных в аналогичных условиях (табл.). Усредненная молекула исходных смол имеет молекулярную массу всего 358 а.е.м., что ниже значений приводимых в литературе (от 500 до 1000 а.е.м.). Молекула смол состоит из одного структурного блока, содержащего два сконденсированных ароматических и до трех нафтеновых колец. Такому распределению колец соответствует невысокий фактор ароматичности (fa) – около 30 %. Расчетная степень замещенности ароматических ядер (0.61) позволяет предположить, что в среднем на одно кольцо приходится три-четыре заместителя – алифатических фрагмента или нафтеновых кольца. В каждой второй молекуле присутствуют гетероэлементы – по одному атому кислорода и серы.

В результате термического воздействия половина молекул смол предварительно окисленного как стехиометрическим, так и избытком окислителя вакуумного газойля становятся двухблочными. Молекулярная

масса снижается на массу одной-двух метиленовых групп. Увеличивается общее число колец в структуре молекулы. Конденсированные ароматические структуры, предположительно, образуются за счет реакций дегидрирования и циклизации алифатических фрагментов. Соответственно, фактор ароматичности молекул смол увеличивается в два раза. В смолах жидких продуктов крекинга предварительно окисленного вакуумного газойля присутствуют алифатические фрагменты, включающие не более чем один атом углерода. При этом, в усредненной молекуле смол, обработанных избытком окислителя такие заместители присутствуют в трех из четырех усредненных молекул, при обработке стехиометрическим соотношением – только в каждой второй. Вероятно, это обусловлено тем, что после обработки вакуумного газойля окислительной смесью в соотношении $S_o: H_2O_2 = 1 : 5$, в реакцию вступают не только серосодержащие соединения, но и замещенные ароматические углеводороды. Распределение таких гетероэлементов как азот и сера в структуре усредненной молекулы смол не зависит от условий предварительного окисления. Закономерно, атомов кислорода больше оказывается в смолах продуктах крекинга вакуумного газойля предварительно обработанного избытком окислителя. В обоих случаях атомное отношение Н/С смол после термоллиза снижается за счет реакций дегидрирования и ароматизации (с 1.40 до 1.0).

При термической обработке окисленного вакуумного газойля часть смол конденсируется с образованием асфальтенов. Усредненные молекулы новообразованных асфальтенов состоят из двух структурных блоков. В случае окисления стехиометрическим количеством окислителя асфальтены имеют молекулярную массу 585 а.е.м. и в их структуре определяется на два кольца (по одному ароматическому и насыщенному) больше, чем после окисления мольным соотношением $S_o: H_2O_2 = 1 : 5$. Предположительно, избыток кислорода в системе препятствует образованию крупных сконденсированных систем – меньшими оказываются как молекулярная масса, так и значения $K_{нас}$ и S_p . При этом окисленные фрагменты смол не подвергаются деструкции, а конденсируются с образованием асфальтенов, на что указывает высокое содержание кислорода – на одну молекулу приходится до трех таких атомов. Кроме того, в структуре таких смол практически отсутствуют атомы серы.

Таблица

Структурно-групповые параметры смол и асфальтенов вакуумного газойля и продуктов его крекинга (условия крекинга 500 °С, 60 мин)

| Показатель | исходные смолы | Условия окисления: $S:H_2O_2 = 1:2$, 30 мин | | Условия окисления: $S:H_2O_2 = 1:5$, 90 мин | | |
|--|----------------|--|------------|--|------------|-------|
| | | Смолы | Асфальтены | Смолы | Асфальтены | |
| Молекулярная масса | а.е.м. | 358 | 326 | 585 | 349 | 547 |
| Число атомов в средней молекуле: | С | 24,34 | 23,20 | 42,43 | 24,96 | 38,64 |
| | Н | 33,88 | 21,77 | 31,22 | 24,24 | 29,74 |
| | N | 0,41 | 0,36 | 0,29 | 0,31 | 0,30 |
| | S | 0,48 | 0,26 | 0,50 | 0,18 | 0,08 |
| | O | 0,66 | 0,77 | 1,51 | 0,94 | 2,92 |
| Число блоков в молекуле | m_a | 1,19 | 1,51 | 2,08 | 1,52 | 1,95 |
| Кольцевой состав: | K_o | 4,41 | 5,81 | 13,18 | 6,18 | 11,34 |
| | K_a | 1,73 | 3,23 | 6,46 | 3,23 | 5,71 |
| | $K_{нас}$ | 2,68 | 2,58 | 6,72 | 2,95 | 5,63 |
| Фактор ароматичности | f_a | 31,87 | 63,31 | 66,95 | 59,51 | 64,90 |
| Число углеродных атомов разного типа в средней молекуле: | C_a | 7,76 | 14,69 | 28,41 | 14,85 | 25,08 |
| | C_n | 11,05 | 8,03 | 13,44 | 9,31 | 13,23 |
| | C_p | 5,54 | 0,49 | 0,58 | 0,79 | 0,34 |
| | C_α | 4,16 | 4,83 | 7,29 | 5,01 | 6,53 |
| Степень замещенности ароматических ядер | σ_a | 0,61 | 0,42 | 0,37 | 0,43 | 0,37 |
| Н/С | | 1.40 | 0,95 | 0,74 | 0,98 | 0,78 |

* C_a – углерод в ароматических циклах, C_n – углерод в нафтеновых кольцах, C_p – углерод в алифатических фрагментах, C_α – число атомов углерода в α -положении к ароматическому кольцу; количество колец: K_o – общее, K_a – ароматических, $K_{нас}$ – насыщенных; f_a – доля атомов углерода в ароматических фрагментах.

Литература

1. Иовик Ю.А., Кривцов Е.Б., Головкин А.К. Особенности окислительного обессеривания вакуумного газойля // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 11. – С. 52–60.
2. Hossain M. N., Park H. C., Choi H. S. A comprehensive review on catalytic oxidative desulfurization of liquid fuel oil //Catalysts. – 2019. – Т. 9. – №. 3. – С. 229.
3. Javadli R., De Klerk A. Desulfurization of heavy oil //Applied Petrochemical Research. – 2012. – Т. 1. – №. 1-4. – С. 3-19.
4. Patrakov Y. F., Kamyanov V. F., Fedyaeva O. N. A structural model of the organic matter of Barzas liptobiolith coal //Fuel. – 2005. – Т. 84. – №. 2-3. – С. 189-199.
5. Weh R., de Klerk A. Thermochemistry of sulfones relevant to oxidative desulfurization //Energy & Fuels. – 2017. – Т. 31. – №. 6. – С. 6607-6614.

ИЗМЕНЕНИЕ СОСТАВА ТЯЖЕЛОЙ МЕТАНОВОЙ НЕФТИ В ПРОЦЕССЕ ТЕРМИЧЕСКОГО КРЕКИНГА

Д.С. Кравцова¹

Научный руководитель - Н.Г. Воронецкая²

¹*Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия*

²*Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия*

Одним из приоритетных направлений «Стратегии научно-технологического развития Российской Федерации» является повышение эффективности глубокой переработки углеводородного сырья [5], основной частью которого на сегодняшний день являются тяжелые нефти, содержащие в своем составе большое количество высокомолекулярных соединений – смол и асфальтенов. Эти соединения имеют высокую молекулярную массу, склонны к конденсации, поэтому вызывают закоксовывание аппаратуры при переработке нефти и отравляют катализаторы [2, 3]. Для улучшения технико-экономических показателей и, тем самым, повышения эффективности глубокой переработки углеводородного сырья необходимо усовершенствование уже имеющихся технологий с целью уменьшения в таком сырье содержания смол и асфальтенов. Для этого необходимо понимание механизма образования высокомолекулярных соединений, их влияния на нефтяные системы в различных процессах, включая термические.

Ранее авторами [1, 4] был проведен цикл исследований, посвященных изучению влияния высокомолекулярных компонентов на термические превращения углеводородов тяжелой нефтеносной нефти, а также прослежены тенденции изменения их структуры в термических процессах.

Целью данной работы является изучение изменения состава тяжелой метановой нефти в процессе термического крекинга.

В качестве объекта исследования была выбрана тяжелая нефть метанового основания, имеющая вязкость при 20°C – 742,9 сСт и плотность при 20°C – 940,0 кг/м³, что определяет ее как тяжелую.

Для проведения термического крекинга нефть помещалась в реактор закрытого типа и выдерживалась при 450°C в течение 2 часов. После чего был определен материальный баланс процесса. В исходной нефти и продуктах крекинга определено содержание масел (концентрата углеводородов), смол и асфальтенов, проанализирован состав концентрата углеводородов. Также был определен состав газообразных продуктов.

Материальный баланс процесса термического крекинга, а также состав жидких и газообразных продуктов приведены в таблице.

Таблица

Состав исходной нефти и продуктов ее термического крекинга

| Компоненты | Содержание, мас. % | |
|----------------------------------|--------------------|------------|
| | исходная нефть | термолизат |
| Твердые | – | 4,48 |
| Газообразные, в том числе: | – | 3,03 |
| H ₂ | – | 0,01 |
| CO ₂ | – | 0,13 |
| CH ₄ | – | 0,89 |
| C ₂ H ₄ | – | 0,01 |
| C ₂ H ₆ | – | 0,78 |
| C ₃ H ₈ | – | 0,76 |
| i-C ₄ H ₁₀ | – | 0,11 |
| n-C ₄ H ₁₀ | – | 0,24 |
| i-C ₅ H ₁₂ | – | 0,05 |
| n-C ₅ H ₁₂ | – | 0,06 |
| Жидкие, в том числе: | 100 | 92,5 |
| Смолы | 24,6 | 8,9 |
| Асфальтены | 7,9 | 5,6 |
| Масла | 67,5 | 78,0 |

В результате термического крекинга нефти наблюдается образование 4,48 % твердых коксоподобных веществ, нерастворимых в хлороформе. В данной работе их состав не изучался. Кроме твердых продуктов уплотнения образуется 3,03 % газообразных продуктов. По образовавшимся углеводородам в составе газа можно судить о протекании реакций деалкилирования углеводородов, а также о деструкции смол и асфальтенов в процессе термического крекинга. В смеси газов помимо углеводородов C₁–C₅, доминирующих в содержании, присутствуют водород и углекислый газ. Образование углекислого газа, может быть обусловлено разрывом слабых мостиковых связей углерод–кислород, связывающих структурные блоки высокомолекулярных соединений. Наличие водорода и этилена может являться следствием протекания реакций дегидрирования.

Жидкие продукты термоллиза представлены асфальтенами, смолами и маслами (концентратом углеводородов). В процессе термического крекинга наблюдается уменьшение количества смол в 2,8 раза и асфальтенов – в 1,4 раза, тогда как количество масел возрастает на 10,5 %. Снижение доли смол и асфальтенов на фоне увеличения доли масел свидетельствует об их деструкции, что подтверждается наличием углеводородных газов в продуктах термокрекинга нефти. Значительное снижение количества смол в процессе термоллиза по сравнению с асфальтенами указывает на то, что смолы более реакционноспособны.

В исходной нефти и жидких продуктах термического крекинга был проанализирован групповой состав углеводородов. Данные представлены на рисунке.

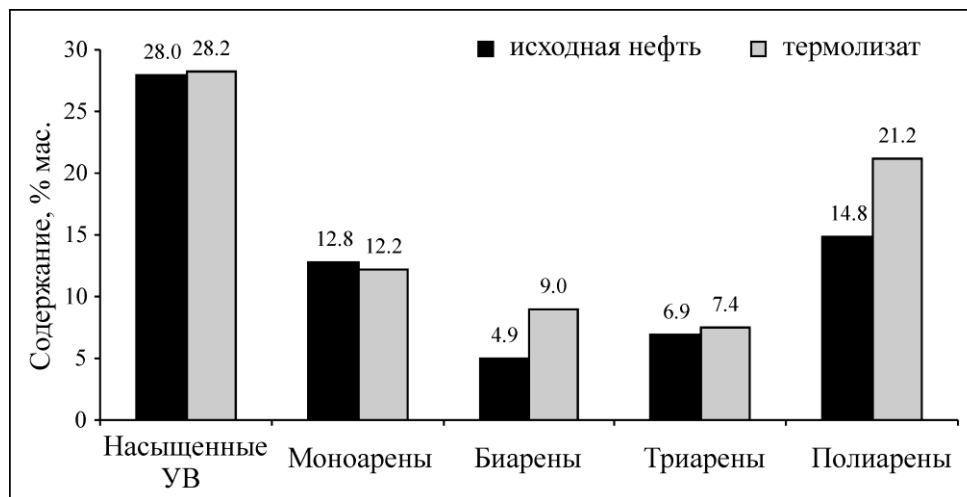


Рис.1 Изменение группового углеводородного состава нефти в процессе термического крекинга

В исходной нефти среди углеводородов преобладают насыщенные соединения. Содержание ароматических углеводородов убывает в ряду: полиарены > моноарены > триарены > биарены. В процессе крекинга наблюдается незначительный прирост насыщенных углеводородов, что подтверждает наличие реакций деструкции высокомолекулярных соединений. Уменьшение содержания моноаренов на фоне возрастания количества би- и триаренов, возможно, объясняется участием их радикалов в образовании ароматических соединений мостикового типа – бифенилов, фенилнафталинов. Увеличение количества аренов с 2-мя и более циклами, в частности, полиаренов, обусловлено, по-видимому, деструкцией смол.

Таким образом, на основании полученных данных об изменении состава тяжелой нефти в процессе термического крекинга установлено, что основными реакциями в данном процессе являются реакции деструкции. Наличие твердых нерастворимых продуктов уплотнения указывает на протекание реакций конденсации. Кроме того, отмечено наличие реакций дегидрирования и деалкилирования. Было выявлено, что смолы более реакционноспособны по сравнению с асфальтенами.

Работа выполнена в рамках государственного задания ИХН СО РАН (проект V.46.2.2), финансируемого Министерством науки и высшего образования Российской Федерации.

Литература

1. Воронцовская Н.Г., Певнева Г.С., Корнеев Д.С., Головкин А.К. Влияние асфальтенов на направленность термических превращений углеводородов тяжелой нефти // Нефтехимия. – 2020. – Т. 60. – № 2. – С. 183 – 191.
2. Галимова Г. А., Юнусова Т. Н., Ибрагимова Д. А., Якупов И. Р. Состав, свойства, структура, и фракции асфальтенов нефтяных дисперсных систем // Вестник технологического университета. – 2015. – Т.18. – №20. – С. 60 – 64.
3. Ковалева М. А., Кравцова Е. Г., Лысянников А. В., Виниченко Т. Н. Органическая химия топлив. – Красноярск.: Сибирский Федеральный Университет, 2016. – 116 с.
4. Певнева Г.С., Воронцовская Н.Г., Корнеев Д.С., Головкин А.К. Взаимное влияние смол и углеводородов на направленность их термических превращений // Нефтехимия. – 2017. – Т. 57. – № 4. –С. 479 – 486.
5. Указ Президента Российской Федерации № 642 от 01 декабря 2016 года.

**ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ АКВАТЕРМОЛИЗА ПОРОД, СОДЕРЖАЩИХ
НИЗКОПРЕОБРАЗОВАННОЕ ОРГАНИЧЕСКОЕ ВЕЩЕСТВО АКВАЛЬНОГО ГЕНЕЗИСА**

И.В. Кувинов, П.Г. Зотова, М.А. Большакова

Научный руководитель - ст. н. с. Макарова Е.Ю.

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, г. Москва, Россия

Одним из приоритетных направлений исследований в области вовлечения новых источников углеводородного сырья в топливно-энергетический комплекс является изучение возможности получения углеводородов (УВ) из трудноизвлекаемых источников, к которым относится сланцевая нефть. С этой точки зрения часто рассматривают отложения баженовской свиты Западной Сибири [2].

Целью работы являлось сравнение особенностей органического вещества (ОВ) одновозрастных отложений, претерпевших различную историю формирования и преобразования по геохимическим критериям.

Для сравнения были взяты образцы верхнеюрских слабопреобразованных пород с высоким содержанием ОВ:

- баженовская свита, Западно-Сибирский бассейн, ТОС – 21,22%; Т_{мах} – 425°С; НІ – 802 мгУВ/гТОС;
- горючий сланец, Тимано-Печорский бассейн, ТОС – 17,91%; Т_{мах} – 412°С; НІ – 593 мгУВ/гТОС.

Исследуемые образцы отобраны из толщ, накапливавшихся в волжский век юрского периода (J3v) в морских условиях, то есть ОВ аквального генезиса, условия захоронения ОВ восстановительные. Стоит отметить, что горючие сланцы залегают вблизи поверхности, а отложения баженовской свиты залегают на глубине ~ 3 км и имеют также низкую стадию катагенеза.

Для оценки потенциала извлечения УВ из этих пород, основным методом исследования в нашей работе был аквагермолиз. В эксперименте участвовали как порошки, так и куски пород весом 20 грамм, которые помещались в титановые автоклавы. К ним добавлялась дистиллированная вода объемом 60 мл; атмосферный воздух не откачивался. Герметично закрытый автоклав помещался в печь с температурой 300°С. Такая температура подобрана экспериментально и делает оптимальной длительность лабораторного эксперимента и не превышает критическую температуру для воды. [1] Длительность эксперимента была различной (от 6 до 30 дней). В этой работе мы будем обсуждать результаты, полученные за 9 дней, так как этот срок наиболее показателен с точки зрения выхода сгенерированного флюида; замеры (отбор воды в смеси с образовавшимся флюидом) производились через 3, 6, 12, 24 и 48 часов последовательно в течение эксперимента. После отбора синтезированных УВ вода доливалась и образцы помещались обратно в печь. На каждой стадии прерывания эксперимента часть образца изымалась для контроля преобразования пиролизическим методом.

В процессе катагенетического преобразования ОВ происходит генерация жидких и газообразных УВ. В связи с этим, нами экспериментально опробовались два способа отбора синтезированных УВ:

- «на холодную» – автоклав сначала остужался, отбирался газ при помощи системы капилляров, а затем холодная смесь УВ с водой сливалась в пробирки для замера массы синтезированных жидких УВ.
- «на горячую» – при помощи капилляров и метода конденсации смесь воды и УВ отбиралась без остужения автоклава. Данный метод позволил более точно отобрать жидкие УВ, но пропала возможность отобрать газообразные УВ.

Газовая фаза отбиралась для последующего проведения газовой хроматографии с целью уточнения состава генерируемого газа.

Жидкий флюид разделялся на УВ и воду при помощи экстракции гексаном, после чего оценивалась масса УВ, а также проводилась газо-жидкостная хроматография. Расчет выхода УВ флюидов, как жидкой, так и газообразной фазы осуществлялся постадийно (рис.1).

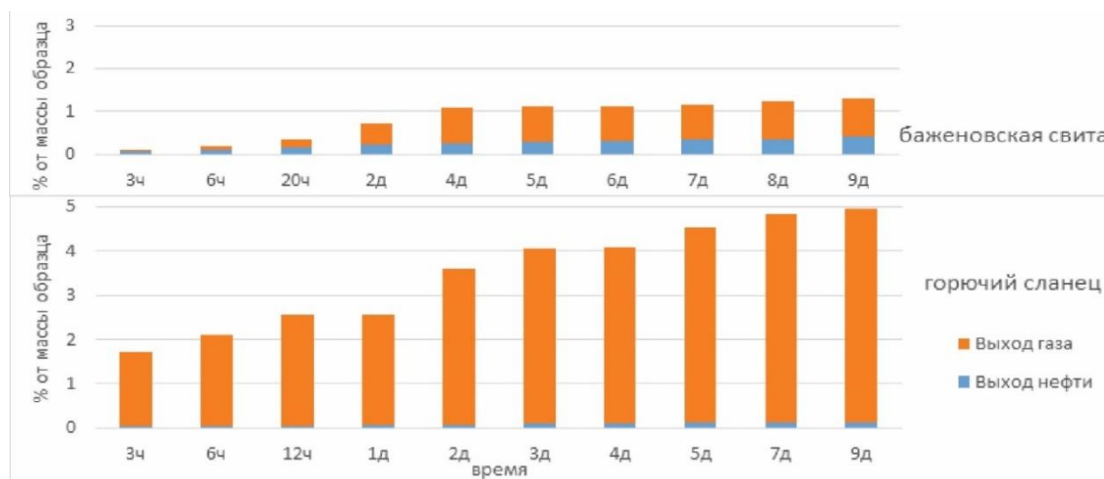


Рис. 1 Гистограммы распределения выхода синтезированных УВ, с отбором «на холодную».

Массовая доля выхода «синтетических» УВ получена существенно больше у горячего сланца (~ в 3-4 раза), при этом доля жидких УВ больше генерировалась баженовской свитой (табл.1). В составе полученного газа преобладают метан и пропан. Состав сгенерированного флюида, определенный с помощью метода газожидкостной хроматографии, проведенной для отобранных УВ на 6 день, близок к природным нефтям из слабопреобразованных нефтематеринских пород (рис. 2).

Таблица 1

Расчет генерации УВ на объем породы

| образец | вид образца | вид отбора | массовая доля, % от массы образца | | удельная генерация на объем породы, кг/м ³ | |
|-------------------|-------------|-------------|-----------------------------------|------|---|-------|
| | | | Нефть | УВ | жидкие УВ | ΣУВ |
| Баженовская свита | кусок | на горячую | 2.8 | 3.3 | 64.4 | 75.9 |
| | порошок | на холодную | 0.61 | 1.61 | 14.03 | 37.03 |
| Горячий сланец | порошок | на горячую | 2.66 | 2.66 | 53.2 | 53.2 |
| | порошок | на холодную | 0.13 | 4.96 | 2.6 | 99.2 |

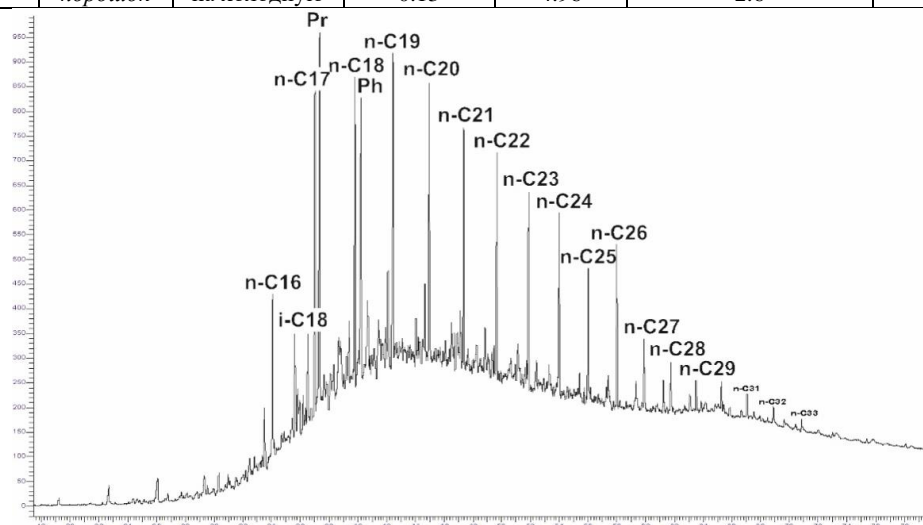


Рис. 2 Хроматограмма «синтетических» жидких УВ, полученных «на холодную» из горячего сланца на 6 день эксперимента.

В результате проведенного эксперимента был сделан расчет объемов возможной генерации УВ исследованными породами на 1 км² (табл. 2).

Таблица 2

Расчет удельной генерации УВ на единицу площади

| образец | вид образца | вид отбора | мощность, м | плотность, г/см ³ | удельная генерация на площадь; млн т/ км ² | |
|-------------------|-------------|-------------|-------------|------------------------------|---|-----|
| | | | | | Жидкие УВ | ΣУВ |
| Баженовская свита | кусок | на горячую | 30 | 2.3 | 1.9 | 2.3 |
| | порошок | на холодную | 30 | 2.3 | 0.4 | 1.1 |
| Горячий сланец | порошок | на горячую | 50 | 2 | 2.7 | 2.7 |
| | порошок | на холодную | 50 | 2 | 0.1 | 5.0 |

Проведенной работой была показана принципиальная возможность получения синтезированных УВ из подобных отложений. Причем, горячие сланцы предпочтительнее в связи с высоким суммарным выходом УВ и залеганием вблизи поверхности. Это позволяет рассматривать их вовлечение в освоение переработки углеводородного сырья как в пластовых условиях, так и после добычи открытым способом.

Авторы выражают благодарность за поддержку и помощь в лабораторных исследованиях сотрудникам геологического факультета МГУ и Сколковского института науки и технологий Бычкову А.Ю., Козловой Е.В., Натигник И.М., Корневой Т.Н.

Литература

1. Бычков А.Ю., Калмыков Г.А. и др., Экспериментальные исследования получения углеводородных флюидов из пород баженовской свиты при гидротермальном воздействии. // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. – Москва, 2015, с. 34 – 39.
2. Левкина В.В., Калмыков А.Г., и др., Сравнение потенциала вторичных и третичных методов воздействия на пласт для получения углеводородов из нефтематеринских пород, обладающих высоким нефтегенерационным потенциалом // Георесурсы. – Москва, 2019, с 95-102.

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ АБСОРБЦИОННОЙ ОСУШКИ С
ПРИМЕНЕНИЕМ РАЗЛИЧНЫХ ГЛИКОЛЕЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ СЕВЕРА**

И.А. Лиинтин

Научный руководитель - профессор В.И. Ерофеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Природный газ является смесью углеводородов с различными примесями. Помимо примесей, в сыром газе, добываемом из скважины, всегда присутствует влага в виде растворенных паров. Надежность эксплуатации оборудования установки комплексной подготовки газа (УКПГ), безгидратная транспортировка газа, в следствии которой, могут меняться термобарические параметры транспортируемой продукции, выдвигают определенные требования к качеству транспортируемого газа. Данные требования отражаются в [6], главные из них это точка росы по воде (ТТРв) и точка росы по углеводородам (ТТРу). Подача природного газа без предварительной очистки и осушки в систему газопроводов может приводить к образованию и скапливанию жидкости, что в свою очередь может приводить к образованию газогидратов, осаждению твердых веществ на стенках газопровода и его закупорки [2-3].

Целью данной работы является: рассмотреть эффективность различных осушителей, таких как триэтиленгликоль (ТЭГ) и диэтиленгликоль (ДЭГ) в условиях установки комплексной подготовки газа на северных месторождениях (ЯНАО). Для осуществления данной задачи был использован программный комплекс для технологического моделирования «Honeywell UniSim Design Suite» (США). Для оценки эффективности абсорбентов с высокой точностью, будут использоваться следующие показатели: расход осушителя, точка росы по воде (ТТРв), концентрация осушителя, концентрация регенерированного осушителя.

Помимо этих критериев будут использоваться дополнительно: величина уноса абсорбента и стоимость абсорбента. В программе Unisim Design разработана моделирующая схема абсорбционной осушки на основе технологии используемой на Ямбургском НГКМ [4]. Компонентный состав потока газа в моделирующей среде имеет аналогичный состав природного газа, поступающего на УКПГ - Ямбургского НГКМ (табл. 1).

Таблица 1

Исходный состав газа

| Компонент | % объемные |
|--------------------------------|------------|
| CH ₄ | 98,3 |
| C ₂ H ₆ | 0,19 |
| C ₃ H ₈ | 0,18 |
| C ₄ H ₁₀ | 0,012 |
| CO ₂ | 0,028 |
| N ₂ | 1,25 |
| He | 0,013 |
| H ₂ | 0,027 |

Содержание влаги в смеси составляет около 0,5-0,6 г/м³. Так же хотелось бы отметить, что на практике используют не чистые химические вещества, а их водные растворы.

Точка росы по воде (ТТРв) является одним из важных параметров, которому должен удовлетворять природный газ, который транспортируют по магистральному газопроводу. Точка росы, как было сказано ранее, отражается в отраслевом стандарте Газпром [6] и составляет в зимнее время не выше минус 20 градусов, а в летний период не выше минус 14 градусов.

Для установления эффективности процесса осушки природного газа была рассмотрена технология абсорбционной осушки с применением триэтиленгликоля (ТЭГ) и диэтиленгликоля (ДЭГ) [5].

Поскольку Ямбургское месторождение в настоящее время находится на стадии падающей добычи, значит на его газовых промыслах уже имеются обустроенные цеха подготовки природного газа. Следовательно, моделирование процессов осушки проводилось на абсорберах, которые уже используются на газовых промыслах месторождения.

Параметры абсорбера: диаметр 1,8 м и высота 14,3 м, состоит из 3-х функциональных секций:

- ✓ сепарационная, где происходит отделение газа от конденсата и пластовой воды;
- ✓ массообменная, где происходит поглощение компонентов из газовых смесей жидким поглотителем (абсорбентом);
- ✓ фильтрующая, где происходит очистка газа от абсорбента, уносимого из массообменной секции.

В программной среде Unisim Design Suite была построена модель процесса абсорбционной осушки газа, расчет осушителя, который необходим для процесса осушки и определение точки росы по воде для природного газа, который подготовлен для дальнейшей транспортировки.

В программе было проведено технологическое моделирование процесса абсорбции, рассчитано количество абсорбента, которое необходимо для осушки и определены температуры точки росы по влаге для конечного продукта. Результаты, полученные при моделировании, представлены в таблице 2.

Таблица 2

Результаты проведенного исследования

| Вид осушителя | Период | Расход гликоля | | Потери гликоля | | Температура точки росы, °С |
|------------------|--------|----------------|-------------------|----------------|-----|----------------------------|
| | | кг/ч | м ³ /ч | кг/ч | т/г | |
| Диэтиленгликоль | зима | 6150 | 5,5 | 9,47 | 79 | -22.63 |
| | лето | | | | | -19.78 |
| Триэтиленгликоль | зима | 1630 | 1,6 | 2,94 | 26 | -43.89 |
| | лето | | | | | -23.95 |

Эффективность работы (использования) абсорбента оценивалась по нескольким параметрам таким как:

- ✓ температура точки росы, которая регламентируется отраслевым стандартом СТО Газпром 089-2010;
- ✓ экономические затраты, которые зависят от потерь абсорбента и его расхода, который необходим для осушки.

Рассматривая полученные данные (таблица 2), можно отметить следующее:

температура точки росы при использовании обоих осушителей соответствует требованиям СТО Газпром;

- ✓ по расходу и потерям осушителя в зимний и летний период времени, преимущество будет иметь ТЭГ;
- ✓ с точки зрения экономических затрат, преимущество будет иметь так же ТЭГ, ввиду меньшего расхода и потерь осушителя [1,7].

Поскольку расчеты проводились для промыслов, где уже используются абсорберы, то экономических затрат на обустройство промысла не потребуется.

С точки зрения экономии денежных средств:

При стоимости ДЭГ 65000 р/т и потерях 79 т/год, затраты на восполнение составят примерно:

$$79 * 65000 = 5\ 135\ 000 \text{ руб.} = 5,2 \text{ млн руб.}$$

При стоимости ТЭГ 98000 р/т и потерях 26 т/год, затраты на восполнение составят примерно:

$$26 * 98000 = 2\ 548\ 000 \text{ руб.} = 2,6 \text{ млн руб.}$$

Таким образом, использование ТЭГ позволит экономить 2,6 млн. рублей в год. Так же с точки зрения технологических показателей, ТЭГ явно превосходит над ДЭГ, что подтверждается так же проведенным анализом.

Литература

1. Гухман Л.М. Подготовка газа северных газовых месторождений к дальнему транспорту. –Л.:Недра, 2008.- 161с.
2. Джалилова С.Н., Ушева Н.В., Ерофеев В.И. Исследование и корректировка технологических режимов процессов подготовки нефтяного сырья. Успехи современного естествознания. 2017. № 4. С. 19-23.
3. Ерофеев В.И. Проблемы и перспективы развития нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности России. В сб.: Проблемы геологии и освоения недр. Труды XVII межд. симпозиума им. академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 150-летию со дня рождения академика В.А. Обручева и 130-летию академика М.А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы. Национальный исследовательский Томский политехнический университет. 2013. Т.2. С. 44-47.
4. Кемпбел Д.М. Очистка и переработка газов.: пер. с англ. / Д.М. Кемпбел. – М.: Недрa, 1977 – 349 с.;
5. Ланчаков Г.А., Кульков А.Н., Зиберт Г.К. Технологические процессы подготовки природного газа и методы расчета оборудования – М.: Недрa, 2000. - 274 с.
6. СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия». – М.: ОАО «Газпром», 2010. - 19 с.
7. Технология переработки природного газа и конденсата: Справочник: в 2 ч. – М.: Недрa, 2002. – Ч.1 – 517 с.

**ПРЕВРАЩЕНИЕ ПРОПАНА В ОЛЕФИНОВЫЕ УГЛЕВОДОРОДЫ НА
МОДИФИЦИРОВАННЫХ ЦЕОЛИТНЫХ КАТАЛИЗАТОРАХ**

А.А. Маркова¹, А.А. Восмериков², А.В. Восмериков^{1,2}

Научный руководитель - старший научный сотрудник ИХН СО РАН Л.Н. Восмерикова

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

²Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

В настоящее время на различных предприятиях и производствах нерационально используются либо просто утилизируются большие объемы углеводородных газов природного происхождения. Однако газообразные углеводороды могут служить сырьем для получения мономеров, из которых, в свою очередь, производят такие материалы как полиэтилен и полипропилен. Постоянно происходит устойчивый рост их производства, что в значительной степени определяется быстрым увеличением потребления и расширением сферы их технологического применения.

Одним из перспективных процессов может стать каталитическое превращение легких углеводородов в олефины с использованием цеолитсодержащих катализаторов [1-3]. Цель данной работы – исследование влияния модифицирующих добавок марганца и фосфора в катализатор на основе высококремнеземного цеолита на его активность и селективность в процессе превращения пропана в низшие олефины.

В качестве исходного цеолита использовали водородную форму высококремнеземного цеолита семейства пентасил с мольным отношением $\text{SiO}_2/\text{Al}_2\text{O}_3=100$. Синтез цеолита осуществляли гидротермальной кристаллизацией щелочных алюмокремнегелей при температуре 175°C в течение 2 сут. В качестве органического компонента использовали гексаметилендиамин. Источником кремния служило жидкое стекло состава: 7 % Na_2O , 19 % SiO_2 , 74 % H_2O , а алюминия – 9-водный азотнокислый алюминий. В активную H-форму полученный образец переводили путем декатионирования 25%-ным водным раствором NH_4Cl с последующим высушиванием при 110°C и прокаливанием в атмосфере воздуха при 550°C в течение 6 ч. полученную H-форму цеолита пропитывали водным раствором азотнокислого марганца $\text{Mn}(\text{NO}_3)_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ и водным раствором аммония фосфорнокислого $(\text{NH}_4)_2\text{HPO}_4$. Концентрацию марганца в катализаторе варьировали от 4,0 до 10,0 % мас. (в пересчете на MnO_2), а фосфора – от 2,0 до 6,0 % мас. (в пересчете на P).

Конверсию пропана (степень чистоты 99,95 % об.) осуществляли в стендовой установке проточного типа с неподвижным слоем катализатора. Условия проведения процесса: $T=500-650^\circ\text{C}$, $W=500 \text{ ч}^{-1}$, атмосферное давление, $V_{\text{кт}}=3 \text{ см}^3$. Перед началом эксперимента катализатор нагревали в токе азота до температуры реакции и выдерживали при этой температуре в течение 20 мин. Затем подавали в реактор пропан. Продолжительность эксперимента при каждой температуре была 60 мин, активность катализатора в течение этого времени не изменялась. До и после каждого опыта реактор с образцом продували газообразным азотом. Продукты реакции анализировали методом газожидкостной хроматографии с использованием хроматографа «Хроматэк-Кристалл 5000.2». Для оценки каталитической активности образцов определяли степень превращения пропана, выход газообразных и жидких продуктов, а также рассчитывали селективность образования продуктов реакции.

В таблице 1 приведены данные по влиянию температуры процесса на степень превращения пропана, выход и селективность образования продуктов в присутствии различных цеолитных катализаторов. На немодифицированном цеолите заметное превращение пропана начинается при 500°C . С ростом температуры процесса конверсия пропана растет и при 650°C достигает 77 %. В составе образующихся продуктах реакции увеличивается содержание олефиновых и ароматических углеводородов. Селективность образования олефиновых углеводородов при 650°C составляет 30,0 % (из которых: по этилену – 19,5 %, по пропилену – 9,1 %, по бутенам – 1,4 %). Основными продуктами среди ароматических углеводородов являются бензол, толуол и ксилолы, в небольших количествах также образуются алкилбензолы C_{9+} , нафталин и алкилнафталины. Селективность образования ароматических углеводородов при 650°C составляет 22,7 %.

Таким образом, низшие олефины в процессе превращения пропана на немодифицированном катализаторе образуются в результате протекания реакций дегидрирования и крекинга.

Введение в цеолит 4,0 % MnO_2 не приводит к заметному повышению его активности в процессе конверсии пропана в олефиновые углеводороды. Выход олефинов на нем при 650°C составляет 21,9 %, близкое количество низших олефинов образуется на немодифицированном катализаторе.

При увеличении содержания оксида марганца в цеолите до 6,0 % наблюдается снижение общей и повышение дегидрирующей активности катализатора. При температуре реакции 650°C селективность образования олефиновых углеводородов достигает 56,1 %, что почти в 2 раза больше, чем на немодифицированном цеолите.

Дальнейшее повышение концентрации марганца в цеолите приводит к незначительному изменению его каталитических свойств в процессе превращения пропана в олефиновые углеводороды. Селективность образования олефинов на Mn-содержащих цеолитах при температуре реакции 650°C составляет более 50 %.

Модифицирование цеолита фосфором приводит к увеличению селективности образования олефиновых углеводородов из пропана. С ростом температуры процесса от 500 до 650°C селективность образования олефинов на цеолите, содержащем 4,0 % P, достигает максимума – 69,8 %, при температуре реакции 650°C , а образование жидких продуктов реакции практически не происходит.

При этом селективность образования олефинов повышается преимущественно за счет увеличения образования пропилена.

При дальнейшем повышении концентрации фосфора в цеолите наблюдается некоторое снижение общей и дегидрирующей активности катализатора.

Таблица 1

Показатели процесса конверсии пропана на модифицированных цеолитах

| Добавка | Т, °С | X, % | Y, % | Селективность, % мас. | | | | | | |
|-------------------------|-------|------|------|-----------------------|--|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|--|-------|
| | | | | H ₂ | CH ₄ -C ₂ H ₆ | C ₂ H ₄ | C ₃ H ₆ | C ₄ H ₈ | C ₄ H ₁₀ -C ₅ H ₁₂ | Арены |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
| Без добавки | 500 | 28 | 6,8 | 2,6 | 52,0 | 9,0 | 10,6 | 4,4 | 17,7 | 3,7 |
| | 550 | 50 | 13,9 | 2,0 | 60,6 | 12,8 | 11,1 | 3,8 | 4,9 | 4,9 |
| | 600 | 75 | 20,7 | 3,1 | 63,0 | 16,6 | 9,1 | 2,1 | 0,8 | 5,4 |
| | 650 | 77 | 23,2 | 3,0 | 44,1 | 19,5 | 9,1 | 1,4 | 0,3 | 22,7 |
| 4,0 % MnO ₂ | 500 | 12 | 4,9 | 1,5 | 43,7 | 17,2 | 17,9 | 6,1 | 13,6 | – |
| | 550 | 29 | 10,5 | 2,9 | 49,3 | 17,9 | 14,1 | 3,9 | 3,8 | 8,2 |
| | 600 | 53 | 16,6 | 3,7 | 53,7 | 18,5 | 10,9 | 1,8 | 0,6 | 10,7 |
| | 650 | 73 | 21,9 | 3,9 | 56,7 | 19,5 | 9,4 | 0,9 | 0,1 | 9,4 |
| 6,0 % MnO ₂ | 500 | 13 | 5,8 | 1,9 | 39,6 | 20,4 | 18,8 | 6,1 | 8,1 | 5,2 |
| | 550 | 28 | 11,6 | 3,3 | 43,8 | 21,7 | 15,9 | 3,8 | 2,1 | 9,5 |
| | 600 | 40 | 17,6 | 4,0 | 44,3 | 23,6 | 17,7 | 2,2 | 0,5 | 7,7 |
| | 650 | 51 | 28,5 | 2,5 | 34,1 | 29,9 | 24,4 | 1,8 | 0,1 | 7,3 |
| 8,5 % MnO ₂ | 500 | 12 | 5,5 | 1,9 | 38,1 | 20,4 | 18,7 | 5,9 | 7,6 | 7,4 |
| | 550 | 28 | 11,5 | 3,3 | 44,8 | 21,7 | 16,1 | 3,8 | 2,3 | 8,2 |
| | 600 | 42 | 17,6 | 3,9 | 45,8 | 22,8 | 16,9 | 2,1 | 0,6 | 8,0 |
| | 650 | 55 | 28,1 | 2,6 | 37,1 | 28,4 | 21,0 | 1,8 | 0,1 | 9,0 |
| 10,0 % MnO ₂ | 500 | 11 | 4,7 | 1,7 | 40,4 | 18,0 | 17,8 | 6,0 | 10,9 | 5,3 |
| | 550 | 26 | 10,0 | 3,3 | 48,8 | 19,7 | 15,1 | 3,9 | 3,0 | 6,3 |
| | 600 | 45 | 15,7 | 4,0 | 52,3 | 19,8 | 13,6 | 2,0 | 0,6 | 7,8 |
| | 650 | 56 | 25,4 | 3,0 | 46,0 | 26,0 | 17,6 | 1,5 | 0,2 | 5,7 |
| 2,0 % P | 500 | 5 | 2,9 | 1,1 | 34,7 | 32,5 | 21,8 | 4,7 | 5,3 | – |
| | 550 | 16 | 9,7 | 0,8 | 33,1 | 33,3 | 22,8 | 6,0 | 2,7 | 1,4 |
| | 600 | 32 | 20,5 | 1,2 | 31,1 | 34,5 | 24,2 | 6,3 | 1,2 | 1,6 |
| | 650 | 62 | 38,5 | 1,5 | 33,5 | 34,1 | 22,9 | 5,3 | 0,3 | 2,3 |
| 4,0 % P | 500 | 1 | 0,4 | 1,5 | 34,0 | 24,9 | 31,0 | – | 8,6 | – |
| | 550 | 6 | 4,0 | 1,6 | 22,3 | 29,5 | 42,0 | 0,9 | 1,0 | 2,7 |
| | 600 | 24 | 17,3 | 1,8 | 25,3 | 30,0 | 40,2 | 1,5 | 0,2 | 1,0 |
| | 650 | 46 | 31,9 | 1,6 | 27,5 | 32,5 | 35,1 | 2,2 | 0,1 | 1,0 |
| 6,0 % P | 500 | 1 | 0,3 | 1,0 | 36,1 | 20,4 | 30,6 | – | 11,9 | – |
| | 550 | 3 | 2,1 | 1,6 | 23,0 | 27,3 | 44,9 | – | 1,4 | 1,7 |
| | 600 | 15 | 11,4 | 1,9 | 22,5 | 29,5 | 44,1 | 0,1 | 0,4 | 0,7 |
| | 650 | 43 | 30,1 | 1,6 | 27,8 | 32,0 | 35,5 | 2,1 | 0,2 | 0,8 |

Примечание. Т – температура реакции; X – конверсия; Y – выход олефинов.

На рис. 1 показано влияние природы модифицирующей добавки на основные показатели процесса превращения пропана в низшие олефины. Анализ полученных данных позволяет заключить, что модифицирование цеолита марганцем и фосфором снижает его общую каталитическую активность и увеличивает селективность по низшим олефинам. Наиболее эффективными катализаторами являются цеолиты, содержащие 6,0 % оксида марганца и 4,0 % фосфора. Селективность образования олефиновых углеводородов на них составляет соответственно 56,1 и 69,8 %.

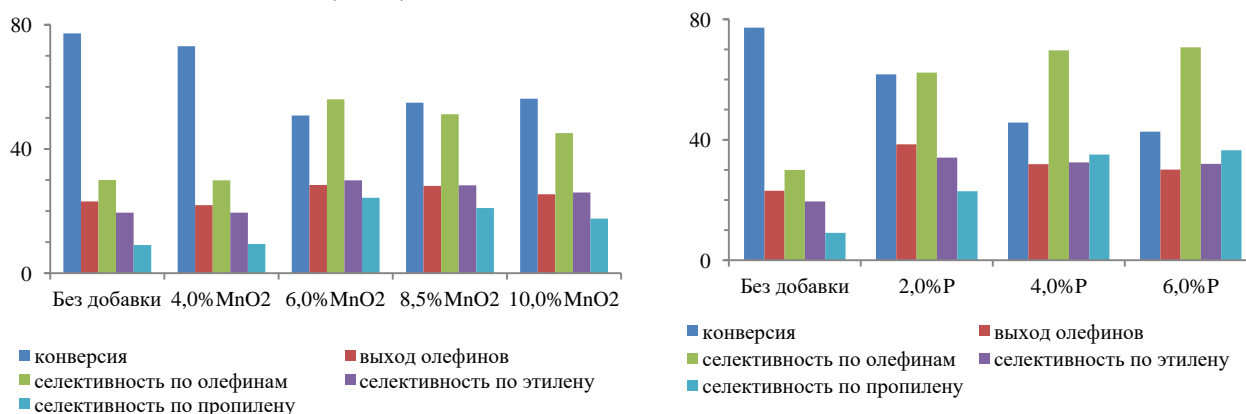


Рис 1. Влияние природы модифицирующей добавки на показатели процесса превращения пропана в олефиновые углеводороды (Т=650 °С, W=500 ч⁻¹)

Таким образом, на основании проведенных исследований установлено, что при введении в цеолит марганца и фосфора получаются катализаторы, отличающиеся по своим функциональным свойствам. Оптимальной концентрацией модифицирующих добавок в изученных цеолитных катализаторах, при которой наблюдается максимальная селективность образования олефиновых углеводородов, является 6,0 % MnO_2 и 4,0 % P.

Литература

1. Ахмедова Н.Ф., Мамедов С.Э., Ахмедов Э.И., Дадашева С.С. Превращение углеводородного сырья на модифицированных цеолитных катализаторах // Молодой ученый. — 2012. — № 6. — С. 83-85.
2. Дорогочинский А.З., Проскурнин А.Л., Каракашев В.Г. Получение ароматических и олефиновых углеводородов из дешевого сырья на модифицированных цеолитных катализаторах // Нефтехимия. — 1991. — Т. 31, № 5. — С. 712-716.
3. Жагфаров Ф.Г., Григорьева И.А., Лapidус А.Л. Новые катализаторы процесса пиролиза углеводородов // Химия и технология топлив и масел. — 2005. — № 2. — С. 41-43.

ПЛАЗМОХИМИЧЕСКОЕ ПРЕВРАЩЕНИЕ ПРОПАНА И ЕГО СМЕСИ С МЕТАНОМ В ПРИСУТСТВИИ ВОДЫ

Г. Мукушева

Научный руководитель - д.х.н. С.В. Кудряшов
Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

Применение электрических разрядов для инициирования химических реакций привлекает возможностью получения сверхравновесной концентрации активных частиц (возбужденных молекул, атомов, радикалов, ионов) в объеме плазмы, благодаря чему реакции с высокой энергией активации протекают в мягких условиях при комнатной температуре и атмосферном давлении без участия катализаторов [4].

В данной работе изучен процесс плазмохимического превращения пропана и его смеси с метаном в присутствии воды в барьерном разряде. Продуктами обработки исходных смесей являются водород, газообразные углеводороды C_1-C_4 и жидкие алканы C_5-C_{12} изомерного строения. Обнаруженные закономерности объясняются с учетом особенностей протекания электронно-молекулярных реакций с участием молекул пропана, метана на стадии разрядного инициирования в условиях плазмы барьерного разряда.

Настоящее исследование является продолжением работ по превращению газообразных углеводородов в плазме барьерного разряда в присутствии воды. Ранее авторами [3] предложен плазмохимический способ неокислительной конверсии метана в реакторе с барьерным разрядом (БР), стенки которого покрыты жидкостью – водой. Добавка воды в поток метана создает условия для эффективного вывода продуктов из разрядной зоны реактора и препятствует образованию полимероподобного депозита на стенках реактора.

Эксперименты проведены на лабораторной установке, подробно описанной в работе [3]. Превращения углеводородов происходят в плазмохимическом реакторе, который представляет собой разборную конструкцию коаксиального типа с одним диэлектрическим барьером. Зазор в разрядной зоне составляет 1 мм, ее длина 10 см, объем равен 7 см^3 . Во всех экспериментах амплитуда высоковольтных импульсов напряжения не превышала 7,2 кВ, частота их повторения 2 кГц. Активная мощность разряда составила $\sim 9,6$ Вт. Объемный расход реакционной смеси составлял $30\text{ см}^3/\text{мин}$, расход воды равнялся $0,1\text{ см}^3/\text{мин}$. Анализ газообразных и жидких продуктов реакции проводился с помощью газового хроматографа HP 6890 и хромато-масс-спектрометра Thermo Scientific DFS. Растворенные в воде углеводороды C_5-C_{12} , анализировались с применением метода микроэкстракции [3].

Результаты и обсуждение

В таблице приведен состав продуктов превращения пропана и его смесей с метаном в присутствии воды в БР, также показаны полученные ранее в аналогичных условиях результаты для смеси метан – вода [3]. Основными газообразными продуктами превращения углеводородных газов являются водород, углеводородные газы C_1-C_4 и жидкие алканы C_5-C_{12} . При обработке смеси пропан-вода наблюдается снижение содержания водорода до 21,53% и рост содержания жидких углеводородов C_5-C_{12} до $\sim 36,4\%$ относительно результатов обработки смеси метан-вода. Добавка метана в исходную смесь с пропаном приводит к дальнейшему росту содержания водорода и газообразных алканов C_2-C_4 .

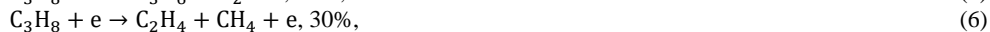
Величины конверсии исходных углеводородов в экспериментах с метаном и с пропаном с добавкой воды имеют близкие значения – 9,5% и 10,3%, соответственно. Конверсия углеводородов в смеси пропан-метан-вода снижается практически пропорционально начальной концентрации метана и пропана в смеси.

Для интерпретации полученных результатов рассмотрим некоторые электронно-молекулярные процессы, протекающие на стадии разрядного инициирования реакции. Согласно литературным данным [1], в результате диссоциации электронно-возбужденной молекулы метана происходит образование частиц:



Видно, что на стадии разрядного инициирования образуется достаточно много молекулярного водорода, что хорошо согласуется с экспериментальными данными (таблица).

Диссоциация пропана [2] под действием электронного удара приводит к более широкому набору соединений и радикалов:



Водорода образуется значительно меньше (реакции 5, 8). Наблюдается образование значительных количеств этилена (30%) и пропилена (34%) по реакциям (8, 9), что приводит к расходу атомарного водорода в реакциях их гидрирования, например:



Приведенный набор реакций хорошо объясняет изменение концентраций водорода и газообразных олефинов при превращении пропана и его смеси с метаном в БР, представленных в таблице 1.

Таблица 1

Конверсия и состав продуктов превращения пропана и его смеси с метаном в присутствии воды, в сравнении с результатами превращения смеси метан – вода [3]

| Наименование | Содержание, % | | |
|-------------------------------|---------------------------------------|---|---|
| | CH ₄ –H ₂ O [3] | C ₃ H ₈ –H ₂ O | C ₃ H ₈ (50%)–CH ₄ –H ₂ O |
| H ₂ | 52,48 | 21,53 | 36,74 |
| CH ₄ | – | 15,02 | – |
| C ₂ H ₄ | 0,43 | 11,40 | 9,34 |
| C ₂ H ₆ | 25,03 | 9,69 | 13,97 |
| C ₃ H ₆ | 0,09 | – | – |
| C ₃ H ₈ | 4,76 | – | – |
| C ₄ * | 2,86 | 5,99 | 5,16 |
| C ₅ | 1,64 | 4,98 | 6,13 |
| C ₆ | 2,87 | 5,28 | 4,60 |
| C ₇ | 2,89 | 3,52 | 3,93 |
| C ₈ | 3,17 | 8,75 | 8,42 |
| C ₉ | 2,33 | 8,07 | 6,81 |
| C ₁₀ | 1,29 | 3,82 | 4,00 |
| C ₁₂ | – | 1,94 | 0,90 |
| Конверсия, % | 9,5 | 10,3 | 5,1 (17,2)** |

* – Суммарное содержание алканов с соответствующим числом углеродных атомов в молекуле.

** – Конверсия указана отдельно для метана и пропана.

Превращение пропана в БР с использованием воды позволяет избежать нежелательного образования депозита на поверхности электродов реактора. Основными продуктами превращения пропана и его смеси с метаном в присутствии воды являются водород и газообразные углеводороды C₁–C₄, также жидкие углеводороды, представленные алканами C₅–C₁₂ изомерного строения. Установлено, что конверсия углеводородов в смеси пропан-метан-вода снижается практически пропорционально начальной концентрации метана и пропана в смеси. Превращение пропана, в сравнении с метаном, приводит к образованию меньшего количества водорода в продуктах реакции, что объясняется с учётом кинетики протекания реакций в плазме.

Литература

1. Janev R.K., Reiter D. Collision processes of CH_y and CH_y⁺ hydrocarbons with plasma electrons and protons//Physics of Plasmas. – Julich, 2002. – V. 9. – P. 4071–4081.
2. Janev R.K., Reiter D. Collision processes of C_{2,3}H_y and C_{2,3}H_y⁺ hydrocarbons with electrons and protons//Physics of Plasmas. – Julich, 2004. – V. 11. – P. 780-829.
3. Kudryashov S.V., Ryabov A.Y., Ochered'ko A.N. Conversion of hydrocarbon gases in dielectric barrier discharge in the presence of water//High Energy Chemistry. – Tomsk, 2017. – V. 51. – N. 2. – P. 128 – 131.
4. Plasma Chemistry / A. Fridman. – NY Cambridge: Cambridge University Press. – New York, 2012. – 979 p.

**СИНТЕЗ И ПРИМЕНЕНИЕ КОБАЛЬТ- И ПОЛИОКСОМОЛИБДАТ-СОДЕРЖАЩИХ
АЛЮМООКСИДНЫХ СИСТЕМ**

Х.В. Нальгиева^{1,2}, С.П. Журавков³, А.В. Восмерилов²

Научный руководитель - к.х.н., н.с. А.С. Акимов^{1,2}

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*

Первостепенная задача, которая стоит перед отечественной нефтеперерабатывающей промышленностью это ее скорейшая модернизация, направленная на повышение количества вырабатываемых светлых фракций и доведения их качества до необходимых требований с одновременным снижением выхода мазута [5]. Глубина переработки нефти зависит от количества моторных топлив, которая в свою очередь зависит от мощности вторичных процессов. Сырьем для процессов вторичной переработки нефти может выступать следующее тяжелое нефтяное сырье: остатки от атмосферной и вакуумной перегонки (мазут и гудрон соответственно), тяжелые вакуумные газойли, газойли термических процессов. Наличие на нефтеперерабатывающем заводе процессов первичной перегонки нефти позволяет получать глубину не более 60%. Глубина 75-80%, достигается переработкой вакуумного газойля и только переработка тяжелых остатков и гудрона позволяет получить значения 85-90%.

Основными технологиями, позволяющими перерабатывать тяжелое нефтяное сырье различного состава являются следующие процессы: процессы коксования (периодические и непрерывные), каталитического крекинга, гидрокрекинга и гидропереработки (гидроконверсии) с использованием различных каталитических систем и катализаторов. В процессах вторичной переработки в качестве катализаторов чаще всего используют катализаторы на основе соединений переходных металлов (кобальта и/или никеля, молибдена и/или вольфрама). Принципиальным отличием вышеуказанных катализаторов (на основе переходных соединений) от катализаторов на основе металлов платиновой группы (платина, палладий), является сохранение активности в среде (тяжелое нефтяное сырье) с высоким содержанием гетероатомных соединений [2].

Известно, что свойства катализаторов во многом зависят от свойств материала носителя. В качестве носителей для катализаторов нефтепереработки могут быть использованы индивидуальные оксиды или их смеси (оксиды алюминия, титана, магния и т.д.), алюмосиликаты, цеолиты, композитные и углеродные материалы [3-4]. Несмотря на то, что каталитические системы на основе оксидов кремния, циркония, магния и титана, могут проявлять большую активность в вторичных процессах, наиболее широкое применение находят катализаторы на основе оксида алюминия (γ -Al₂O₃). Это связано с проявлением следующих свойств у γ -Al₂O₃: низкая стоимость, термическая стабильность, возможность получения гранул с оптимальным размером, формой и текстурными характеристиками. Значительное влияние на каталитические свойства катализаторов нефтепереработки оказывает состав используемых предшественников активной фазы. Особый интерес представляет использование полиоксомолибдатных соединений (молибденовых синей) в качестве прекурсоров активной фазы. Ранее [1], было показано, что каталитические системы, полученные с использованием молибденовых синей, показывают активность в процессе переработки тяжелого нефтяного сырья. В составе катализаторов вторичных процессов переработки наряду с Mo(W) фигурируют металлы промоторы (Co/Ni). В этой связи, одновременное использование Co-содержащих соединений и молибденовых синей для синтеза каталитических систем является актуальной задачей.

Целью данной работы является синтез и применение алюмооксидных Co- и полиоксомолибдат-содержащих каталитических систем. В качестве носителя для катализаторов использовали γ -Al₂O₃ полученный в ходе прокалывания порошка псевдобемита (ООО «Ишимбайский специализированный химический завод катализаторов»). Каталитические системы на основе полученных носителей готовили по традиционному методикам пропитки по влагоемкости. В качестве предшественника Co-содержащего соединения применяли Co(NO₃)₂·6H₂O (ч.д.а.), в качестве предшественника Mo-содержащего соединения использовали молибденовые сини, синтезированные с привлечением метода механоактивации и природного молибденита. Готовые катализаторы сушили при 100 °С и прокалывали при температуре 550 °С. Физико-химические свойства образцов исследовали с помощью следующих методов анализа: рентгенофазовый анализ (РФА), рентгеноструктурный анализ (РСА), ИК-спектроскопия, спектроскопия видимой области, сканирующая электронная микроскопия.

В результате исследований синтезирован ряд алюмооксидных Co- и полиоксомолибдат-содержащих катализаторов. Отличительной особенностью синтеза от аналогичных работ является следующий момент – использование в качестве Mo-содержащего прекурсора раствор молибденовых синей. Синтезированные катализаторы были протестированы в термокаталитических и гидрокаталитических процессах переработки тяжелого нефтяного сырья.

Работа выполнена в рамках государственного задания ИХН СО РАН (проект V.46.2.1), финансируемого Министерством науки и высшего образования Российской Федерации.

Литература

1. Akimov A. S. et al. Processing of heavy residual feedstock on Mo/Al₂O₃-catalytic systems obtained using polyoxomolybdate compounds // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – IOP Publishing, 2019. – Т. 597. – №. 1. – С. 012015.

2. Батрышин Р. А. и др. Никель-вольфрам-и никель-молибденсульфидные катализаторы, полученные в порах полимерных ароматических материалов, для гидрирования углеводородов дизельной фракции // Нефтехимия. – 2019. – Т. 59. – №. 7. – С. 745-751.
3. Leonova K. A. et al. Optimal pretreatment conditions for Co–Mo hydrotreatment catalysts prepared using ethylenediamine as a chelating agent // Catalysis Today. – 2014. – Т. 220. – С.327-336.
4. Свириденко Н.Н., Кривцов Е.Б., Головки А.К., Восмерилов А.В., Аглиуллин М.Р., Кутепов Б.И., Король И.С. Деструкция высокомолекулярных компонентов природных битумов на никельсодержащем мезопористом алюмосиликатном катализаторе // Катализ в промышленности. -2018. - №3. – С.64-71.
5. Ярошенко П.М., Ромаденкина С.Б. Развитие технологии флексикокинг для переработки тяжелых нефтяных остатков // Нефтепереработка и нефтехимия. –2009. –№8. –С. 20-23.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ АБСОРБЦИОННОЙ ОСУШКИ ГАЗА РАЗЛИЧНЫМИ АБСОРБЕНТАМИ

Т.Г. Полякова

Научный руководитель - доцент М.В. Мищенко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Помимо непосредственной добычи газа из недр его необходимо подготовить, обеспечить товарное качество, в частности, удалить влагу, которая пагубно влияет на технико-экономические показатели работы установок и способствует образованию кристаллогидратов.

В связи с высокими требованиями к качеству подготовленного газа и ростом влагосодержания для повышения рентабельности добычи технология подготовки газа постоянно совершенствуется и обновляется, в том числе и абсорбционный метод осушки [4].

Целью данной работы является повышение эффективности абсорбционной осушки газа с применением жидких поглотителей (этиленгликоль (ЭГ), диэтиленгликоль (ДЭГ), триэтиленгликоль (ТЭГ)) в условиях установки комплексной подготовки газа №5 Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ).

В качестве «базовых» параметров схемы в процессе моделирования в «Honeywell UniSim Design» были выбраны реальные технологические параметры УКПГ-5 Ямбургского месторождения: ДЭГ 99% масс., температура контакта 18°C, давление газа 4 МПа, давление в абсорбере 4 МПа, расход гликоля 3 м³/ч, расход газа 300 тыс. м³/ч. Состав газа, поступающего на УКПГ, % масс: метан (СН₄) - 98,9%, этан (С₂Н₆) – 0,01%, пропан (С₃Н₈) – 0,02%, бутан (С₄Н₁₀) – следы, диоксид углерода (СО₂) – 0,03%, азот (N₂) -0,7%, гелий (He) – 0,01-0,02%, водород (H₂) – 0,002-0,04%, аргон (Ar) – 0,01-0,03%. Содержание других компонентов пренебрежимо мало [1]. Содержание влаги при моделировании задавалось 2 г/м³.

При заданных параметрах были получены следующие значения основных показателей: точка росы осушенного газа минус 20,78 °С; унос ДЭГа с осушенным газом в абсорбере и при регенерации 0,46 кг/ч или 1,53 г/1000 м³; получены массовые концентрации насыщенного ДЭГа (НДЭГ) – 95,2% и регенерированного ДЭГа (РДЭГ) – 96,5 % .

Сравнение гликолей проводилось при следующих параметрах: давление газа, контактная температура, концентрация и расход осушителя. Показателями эффективности абсорбентов выступали: температура точки росы (ТТР); потери осушителя; простота регенерации насыщенных гликолей.

Влияние давления (рисунок 1). При увеличении давления ТТР осушаемого газа снижается, то есть наблюдается обратная пропорциональная зависимость, что соответствует теоретическим данным.

ДЭГ обеспечивает ТТР в минус 20°C при давлении 4 МПа, ТЭГ при 3,6 МПа, что способствует экономии энергии и ресурсов, потребляемых ДКС при компримировании газа. ЭГ показал себя неэффективным осушителем во всем диапазоне давлений, точка росы в минус 10°C была получена только при давлении 7 МПа, дальнейшее увеличение давления в условиях данного УКПГ не оправдано.

До 4,5 МПа преимущество ТЭГа над ДЭГом легко прослеживается, разница ТТР на этом участке составляет от 2 до 13,5°C при прочих равных условиях. При давлении 4,5 МПа и выше ТЭГ теряет свое преимущество, сначала точки росы сравниваются, а потом ДЭГ начинает осушать газ до более низких точек росы.

Количество уносимого гликоля тоже зависит от изменения давления. Наблюдается обратная пропорциональная зависимость: при увеличении давления потеря гликолей уменьшается, как и в случае с точкой росы газа. При этом на всем промежутке унос ТЭГа меньше примерно в два раза, чем ДЭГа. Унос ЭГа при этом абсолютно не сопоставим со значениями уноса двух других гликолей.

Влияние температуры (рисунок 2). При росте температуры контакта ТТР увеличивается, что негативно сказывается на качестве подготовленного газа. ТЭГ при температурах более 15°C обеспечивает более низкую точку росы, а при температурах ниже 15°C его преимущество перед ДЭГом теряется – это является одной из причин выбора ДЭГа при проектировании северных месторождений России. ЭГ уступает обоим конкурентам на всем интервале температур.

Точка росы ниже минус 20°C (требования СТО Газпром 089- 2010) при осушке ТЭГом достигается при температуре контакта ниже 21°C, в то время как ДЭГ осушает газ до регламентируемой точки росы при температуре контакта 19°C и ниже, ЭГ – лишь при очень низких температурах контакта 0-5°C. Точки росы при использовании ТЭГа на 4-20°C ниже в интервале от 20 до 40 °С, чем при использовании ДЭГа. В диапазоне 0-15°C ДЭГ осушает на 1-6°C лучше. В диапазоне 15-18°C точки росы примерно равны.

Повышение температуры контакта влияет также на унос гликоля. При 30°C унос ДЭГа составляет 1,29 кг/ч или 4,3 г/1000м³, при 40°C – 2,73 кг/ч или 9,1 г/1000 м³. Таким образом, унос больше регламентируемого значения в 8 г/1000м³ наблюдается при температуре больше 35°C. Потери ТЭГа находятся в рамках регламента даже при температуре 40°C, составляя 1,56 кг/ч или 5,2 г/1000 м³.

Влияние концентрации. При увеличении концентрации растворов ДЭГа и ТЭГа точка росы осушенного газа значительно уменьшается. При концентрации 98% масс, ни ДЭГ, ни ТЭГ не могут обеспечить необходимую кондицию подготавливаемого газа в условиях УКПГ – 5 Ямбургского НГКМ. При этом снова подтверждается большая эффективность работы ТЭГа над ДЭГом, преимущество в точке росы составляет от 0,57°C до 2°C в рассмотренном интервале концентраций. Концентрация ЭГ практически не влияет на точку росы осушаемого газа, она сохраняется на уровне 15°C.

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.

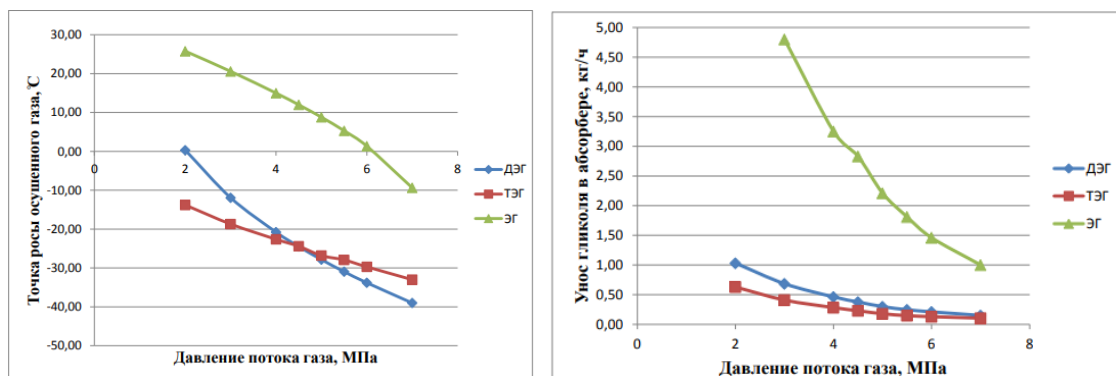


Рис. 1 Влияние давления на точку росы газа и унос гликоля

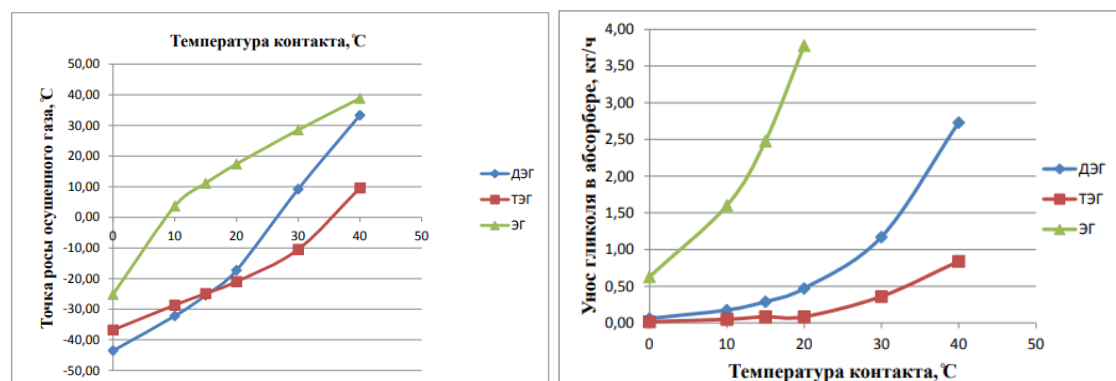


Рис. 2 Влияние температуры на точку росы газа и унос гликоля

По результатам работы сделаны следующие выводы:

Был проведен анализ расхода гликоля на осушку газа в условиях газового промысла №5 Ямбургского НГКМ. Рекомендуемые расходы гликоля по регламенту [1] составляют от 2 до 4 м³/час или от 2200 до 4400 кг/ч. При расходе газа 350 тыс. м³/ч для достижения точки росы в минус 20°C необходим расход ДЭГа – 1300 кг/ч, ТЭГа - 1150 кг/ч, но раствор будет слишком насыщен влагой, а именно 91 и 88 % масс соответственно, что значительно осложнит процесс регенерации гликоля. Поэтому минимальным оптимальным расходом будет 2500 кг/ч, который осушит газ до точки росы минус 20,70 для ДЭГа и 21,90°C для ТЭГа при насыщении до концентрации 95% масс. Повышение расхода ЭГа не дало эффекта, точка росы осталась на уровне около 14,95°C.

Литература

1. Технологический регламент на эксплуатацию газового промысла №5 Ямбургского НГКМ. – Новый Уренгой: ООО «Газпром Добыча Ямбург», 2011. – 79 с.
2. Усачёв М.Н. Разработка модели классификатора для оценки качества гликолевых абсорбентов при осушке природного газа/ Усачёв М.Н., Ефимова Ю.А., Зайцев Н.К. // НефтеГазоХимия. – М.: Обракадемнаука, 2016.– №2 – С. 53-58.
3. Халиф А.Ф. Осушка углеводородных газов / Халиф А.Л., Жданова Н.В. – М.: Изд-во «Химия», 1984. – 192 с.
4. Шешуков Н.Л. Сбор и подготовка продукции газовых и газоконденсатных месторождений. – Тюмень, 2013. – 100 с.

ОЛИГОМЕРИЗАЦИЯ ПЕНТ-1-ЕНА НА ЦЕОЛИТНЫХ КАТАЛИЗАТОРАХ С ИЕРАРХИЧЕСКОЙ ПОРИСТОЙ СТРУКТУРОЙ

Д.В. Серебренников¹, Г.М. Баширова², С.В. Бубеннов¹Научный руководитель - профессор Н.Г. Григорьева^{1,2}¹Институт нефтехимии и катализа УФИЦ РАН, г. Уфа, Россия²Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

Олигомеризация легких алкенов – это перспективный путь получения компонентов моторных топлив. Одним из самых распространенных промышленных процессов олигомеризации, особенно для производства компонентов с диапазоном кипения бензина, является Catalytic Condensation process фирмы UOP. В процессе, разработанном Ипатьевым Владимиром Николаевичем в 1935 году, в качестве катализатора используется фосфорная кислота на носителе. Недостатки этого катализатора (короткий срок службы, унос кислоты, коррозия, сложное удаление катализатора из реактора) стимулируют поиск новых, более эффективных каталитических систем. В 1980-х годах исследователи фирмы Mobil разработали гетерогенный катализатор на основе цеолита ZSM-5 (процесс MOGD), который позволяет получать олигомеры с диапазоном кипения бензиновой или дизельной фракций, регулируя условия эксплуатации процесса. Основные проблемы использования цеолитных катализаторов - быстрая дезактивация, обусловленная пространственными затруднениями, создаваемыми кристаллической решеткой цеолитов для перемещения молекул олигомеров, и блокировкой цеолитных микропор. Для решения проблемы диффузионных затруднений активно развиваются методы синтеза микро-мезопористых цеолитов [1].

Цель данной работы – разработка эффективного способа олигомеризации пентенов под действием каталитических систем на основе цеолитов с микро-, микро-мезо- и микро-мезо-макропористой структурой.

В данной работе исследовали каталитические свойства образцов цеолитных катализаторов структурного типа FAU с микро- и иерархической пористой структурой: H-Y, H-Y_{mmmm} и H-Y тпо. Последний образец получали с помощью высокотемпературной обработкой цеолита H-Y 100%-ым водяным паром (ТПО). Каталитические превращения пентена осуществляли в терморегулируемом непрерывно вращающемся автоклаве при 110–200 °С в течение 1–5 ч. Содержание катализатора – 10–30 % от массы сырья.

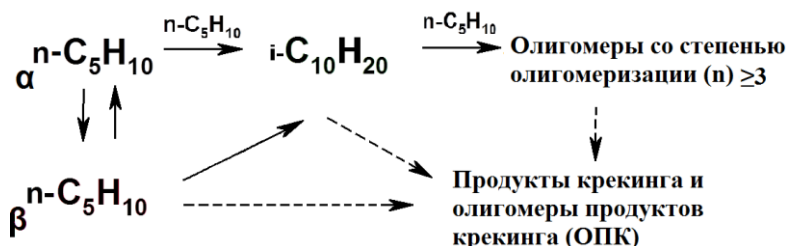


Рис. 1 Олигомеризация α -пентена на цеолитных катализаторах

Установлено, что основные направления превращения α -пентена под действием цеолитных катализаторов - изомеризация и олигомеризация (рис.). В результате изомеризации α -пентена образуются цис- и транс- β -пентены, в результате олигомеризации – соединения с числом мономерных звеньев $n=2-6$. Как полученные олигомеры, так и исходные пентены, при повышенной температуре подвергаются крекингу, а образовавшиеся при этом «легкие» олефины тоже олигомеризуются (обозначены ОПК).

В изученных условиях реакции наиболее высокую конверсию мономера (90% и выше) наблюдали на цеолитах H-Y_{mmmm} и H-Y. При 110 °С и концентрации катализатора 10% масс. протекает преимущественно изомеризация α -пентена. При температуре выше 180 °С в продуктах реакции появляются ОПК. Наибольшее количество продуктов крекинга образуется на микропористом H-Y, обладающем максимальной концентрацией кислотных центров в ряду изученных образцов.

Состав олигомеров примерно одинаков на всех изученных образцах и зависит, в большей степени, от условий реакции. Повышение концентрации катализатора и температуры приводит к росту выхода олигомеров $n \geq 3$.

В ходе изучения стабильности цеолитных катализаторов выявлено, что быстрее всего происходит дезактивация микропористого образца, который теряет активность уже после 3-его цикла реакции. Наиболее стабильными оказались образцы H-Y тпо и H-Y_{mmmm}.

Результаты получены при финансовой поддержке РФ в лице Минобрнауки России Грантом ФЦП №2019-05-595-000-058 с использованием оборудования ЦКП «Агидель» УФИЦ РАН и Совета по грантам Президента РФ для молодых ученых и аспирантов, проект №СП-2137.2018.1.

Литература

1. Corma A., Martinez C., Dostkocil E. Designing MFI-based catalysts with improved catalyst life for C₃ and C₅ oligomerization to high-quality liquid fuels//Journal of Catalysis. 2013. – V. 300. – P. 183 – 196.

**ВЛИЯНИЕ ХЛОРООРГАНИЧЕСКИХ АНТИПИРЕНОВ
НА НАБУХАНИЕ ИХ КОМПОЗИЦИЙ С ПОЛИДИЦИКЛОПЕНТАДИЕНОМ**

Та Куанг Кыонг

Научный руководитель - профессор В.Г. Бондалетов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Дициклопентадиен (ДЦПД) является одним из побочных продуктов при производстве этилена и пропилена [2]. Полимерные продукты на основе полидициклопентадиена (ПДЦПД) обладают лучшими физико-механическими характеристиками, высокой термостабильностью, высокой стойкостью в условиях агрессивной среды [7]. ПДЦПД в настоящее время применяется для изготовления деталей транспортных средств, корпусов больших приборов, ударопрочных контейнеров и др. [3]. Однако высокая горючесть ограничивает его применения в многих областях промышленности. Поэтому для повышения огнестойкости ПДЦПД необходимо добавлять антипирены, которые, однако, могут влиять и на другие свойства полученных полимерных композиций. В данной работе в качестве антипиренов использовали хлорорганические соединения ряда хлорпарафинов: поливинилхлорид (ПВХ), хлорированный поливинилхлорид (ХПВХ) и хлорированный парафин марки ХП-66Т.

Целью работы является исследование влияния хлорорганических антипиренов на степень набухания композиций на основе ПДЦПД.

Методика эксперимента. Очистку ДЦПД проводили в роторном испарителе ВУСНІ R-215 нагреванием товарного мономера с металлическим натрием при 103 °С в течение 4 часов. Затем для удаления низкокипящих примесей проводили предварительную отгонку при давлении 50 мВаг при 95 °С, после чего поднимали температуру до 100 °С и отгоняли чистый мономер.

К чистому дициклопентадиену добавляли 0,4 % антиоксидантов (Ирганокс 1010 + Иргарфос 168 в соотношении 1 : 1 мас.). Затем антипирен, растворенный в минимальном количестве растворителя, вносили в мономер и перемешивали с помощью роторного диспергатора при скорости вращения 14 000 об/мин в течение 5 минут. Растворитель удаляли при температуре 60 °С при давлении 110 мВаг в роторном испарителе ВУСНІ R-215. В полученную смесь добавляли катализатор Грабса с концентрацией 0,010 % от массы мономера, перемешивали, заливали и выдерживали в металлической форме при температуре 80 °С в течение 30 минут. Затем температуру поднимали до 180 °С со скоростью 4 °С/мин, выдерживали при данной температуре в течение 60 мин и охлаждали до температуры 20-25 °С.

Образцы для проведения испытаний вырезали с помощью фрезероального станка Roland EGX 350 (Япония); размеры 20x30x5 мм, масса приблизительно равна 3 г. Исследование набухания ПДЦПД и его композиций с 10 % и 18 % хлорсодержащих антипиренов было проведено в ксилоле при комнатной температуре (25 °С) по ГОСТ 12020-2018. Выбор концентраций парафинов связан с оптимальной и максимальной концентрацией хлорпарафинов в ранее проведенных исследованиях.

Степень набухания определяется по формуле:

$$\alpha_m = \frac{m - m_0}{m_0} 100\% \quad (1)$$

где m - масса набухшего образца; m_0 - масса исходного образца.

На рис. 1 представлено влияние концентрации хлорсодержащих антипиренов на степень набухания композиции ПДЦПД.

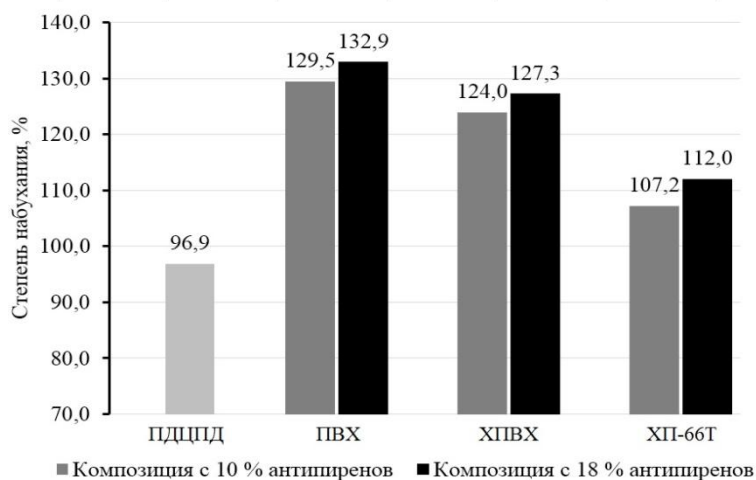


Рис. 1 Влияния вида и концентрации хлорорганических антипиренов на степень набухания ПДЦПД в ксилоле

Из приведенных результатов видно, что при добавлении антипиренов степень набухания ПДЦПД увеличивается от 10 до 36 %. Увеличение содержания хлорпарафинов в композиции приводит к возрастанию степени набухания. Так, при увеличении концентрации ПВХ от 10 до 18 % степень набухания композиции повышается на 3,4 % (с 129,5 % до 132,9 %). Повышение степени набухания композиций с ХПВХ и ХП-66Т составляет соответственно 3,3 и 4,8 %.

Известно, что на степень набухания сшитых полимеров оказывает влияние частота сетки. При меньшем количестве поперечных связей степень набухания полимеров больше благодаря большей подвижности цепей [1, 6]. Поэтому увеличение степени набухания ПДЦПД при добавлении хлорсодержащих антипиренов, вероятно, связано со снижением количества поперечных связей. Снижение степени сшивки ПДЦПД, вероятно, объясняется затруднением процесса сшивания полимера при высокой концентрации хлорорганических антипиренов. При этом на степень набухания оказывает влияние молекулярной массы антипиренов. Так, высокомолекулярные хлорпарафины (ПВХ, ХПВХ) сильнее повышают степень набухания ПДЦПД по сравнению с низкомолекулярным соединением (ХП-66Т).

Необходимо отметить, что реакция сшивания ПДЦПД главным образом протекает путем размыкания циклопентенового кольца [8]. В присутствии хлорсодержащих антипиренов полимеризации ДЦПД происходит одновременно с отщеплением хлористого водорода из антипиренов [4, 5]. Возможно, при полимеризации ДЦПД протекает реакция присоединения хлористого водорода к двойной связи циклопентенового кольца. На рис. 2 представлена схема возможной реакции присоединения хлористого водорода к ПДЦПД.

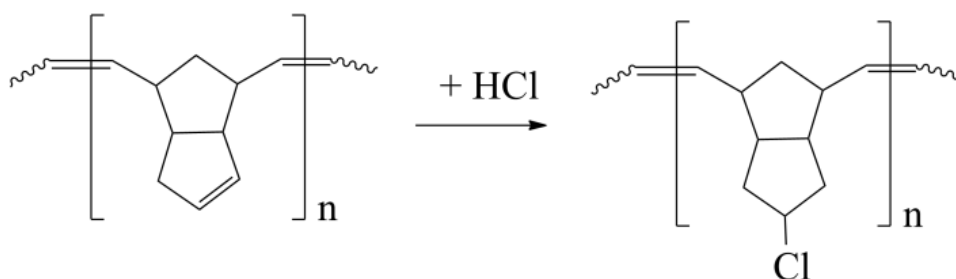


Рис. 2 Возможная реакция присоединения хлористого водорода к ПДЦПД

В результате количество двойных связей в циклопентеновых фрагментах ПДЦПД уменьшается. Это приводит к снижению степени сшивания ПДЦПД и является причиной увеличения его степени набухания.

На основании полученных результатов можно сделать следующие выводы:

- 1) Увеличение степени набухания ПДЦПД при добавлении хлорсодержащих антипиренов связано со снижением количества поперечных связей;
- 2) Уменьшение количества поперечных связей ПДЦПД объясняется следующими причинами. Во-первых, затрудняется процесс сшивания полимера при высокой концентрации хлорорганических антипиренов из-за стерических препятствий. Во-вторых, ввиду вероятного протекания реакции присоединения хлористого водорода к двойной связи циклопентенового кольца.

Литература

1. Архангельский Л.К., Матерова Е.А., Кисельгоф Г.В. Изучение ионообменного равновесия. Обмен ионов на сульфокатионитах с разным содержанием дивинилбензола // Вестник ЛГУ. Сер. хим. 1965. № 16. С. 74—82.
2. Варшава Е.М., Козодой Л.В., Костюченко В.М., Долуханов Р.Ц. К вопросу повышения эффективности использования побочных продуктов пиролиза // Химия и технология топлив и масел. 1974. № 3. С. 7—9.
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.
4. Кряжев Ю.Г., Солодовниченко В.С. Низкотемпературный синтез sp²-углеродных структур с использованием полихлорвиниленов - реакционноспособных полимеров с системой сопряжения // Химия твердого топлива. 2012. № 5. С. 54—61.
5. Шоранова Л.О., Леднев О.Б. и др. Процессы горения полимеров в конденсированной фазе // Тезисы докл. II Международной научно-практической конференции, посвященной 20-летию МГТУ (Майкоп 14-17 мая 2013 г.). Майкоп: ИП Магарин О.Г., 2013. С. 273-277.
6. Gregor H.P., Sundheim B.R., Held K.M., Waxmann M.H. Studies on Ion-exchange Resins. V. Water Vapor Sorption // J. Coll. Sci. 1952. Vol. 7. P. 511—533.
7. Metathesis Polymerization. Advances in Polymer Science, Volume 176. / Edited by Michael R. Buchmeiser (University of Innsbruck). Springer: Berlin, Heidelberg, – NewYork. 2005. – 142 pp.
8. Tyler J.C., Tong Li, Alexander W.H.S., Jeremy E.W. Structure of the thermally induced cross-link in C-linked methyl ester-functionalized polydicyclopentadiene (fPDCPD) // Macromolecules. 2018. Vol. 51. P. 2038–2047.

**АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ ОСУШКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА ОТ ПРИМЕСЕЙ ВОДЫ С
ПОМОЩЬЮ ТРИЭТИЛЕНГЛИКОЛЯ**

Фатимата Талл

Научный руководитель - профессор В.И. Ерофеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Природный газ представляет собой сложную смесь легких углеводородов и не углеводородных компонентов, таких как азот, кислород, углекислый газ, вода и другие примеси. Компоненты природного газа образуют гидраты, которые осаждаются в трубопроводах, что может снизить пропускную способность этих трубопроводов, а иногда это может вызвать определенные аварии. Кроме того, присутствие воды в природных газах вызывает коррозию оборудования. Для этого необходимо использовать эффективные технологии подготовки, чтобы решить эти проблемы. [1,3]

Обработка природного газа заключается, по крайней мере, в частичном разделении определенных компонентов, присутствующих на выходе из скважины, таких как вода, кислые газы и тяжелые углеводороды, для придания газу транспортных характеристик. Газ по трубопроводу направлен на то, чтобы избежать образования гидрата, блокирующего трубу. В этом случае для стабильной транспортировки необходимо установить максимальное значение точки росы воды и точки росы углеводородов, чтобы избежать какого-либо риска образования жидкой фазы [2,7,6].

Целью работы является: Рассмотреть эффективность абсорбционных осушки природного газа от примесей воды с помощью три-этиленгликоля в условиях установки подготовки газа.

Процесс абсорбции основан на различии парциальных давлений поглощаемого компонента в газе и жидкости. Чем выше разность парциальных давлений компонента в газе и жидкости, тем интенсивней протекает поглощение (абсорбция). Уменьшение этой разности ведет к снижению интенсивности поглощения или к полному его прекращению, когда величины парциального давления компонента в газе и жидкости станут одинаковыми [8].

Концентрация абсорбента важна для эффективности сушки: чем меньше воды в абсорбенте, тем ниже точка росы удаляемого газа. Как правило, растворы, содержащие 98,5% (по массе) ди-этиленгликоля или до 99% (по массе) три-этиленгликоля, используются для сушки газов при температуре до 40 °С [4].

Если охлаждение газа ниже 25-30°С невозможно, то достижение температуры точки росы ниже -10 °С будет достаточно трудным при использовании растворов диэтиленгликоля. Так, при давлении $P=4,0$ МПа и температуре контакта 30°С для осушки газа до ТТР = -16 °С (что эквивалентно точке росы -10 °С, при давлении 7,35 МПа) потребуется раствор ДЭГа концентрации 99,5% [8].

Ряд причин, таких как износ оборудования, отсутствие эффективной системы очистки раствора гликоля от ингредиентов, недостаточное снижение давления и т.д., делает практически невозможным достижение такой степени регенерации осушителя. При использовании ТЭГа в аналогичных условиях, его концентрация составит 98,4 % (с учетом реальных условий процесса не менее 98,6 %), что легко достижимо.

Помимо этого, важным достоинством триэтиленгликоля является низкое давление его насыщенных паров, что обеспечивает меньший его унос с осушенным газом в паровой фазе.

Кроме того, температура разложения триэтиленгликоля значительно выше, чем у диэтиленгликоля (206 и 164 °С соответственно), поэтому ТЭГ можно нагревать до более высоких температур [8].

Для анализа эффективности растворителя, технологический расчет абсорбера установки подготовки газа на месторождения был выполнен. Технологический расчет абсорбера установки осушки газа включает определенные числа тарелок, количество поглотительного раствора, его исходные и конечные концентрации, диаметр аппарата и выбор конструкции тарелок. [5]. Компонентный состав потока газа в моделирующей среде имеет аналогичный состав природного газа, поступающего на УКПП - Ямбургского НГКМ (табл. 1)

Таблица 1

Исходный состав газа

| Компонент | % объемные |
|--------------------------------|------------|
| CH ₄ | 98,3 |
| C ₂ H ₆ | 0,19 |
| C ₃ H ₈ | 0,18 |
| C ₄ H ₁₀ | 0,012 |
| CO ₂ | 0,028 |
| N ₂ | 1,25 |
| He | 0,013 |
| H ₂ | 0,027 |

Таблица 2

Исходные данные для расчета абсорбера установки подготовки газа

| | |
|---|----------------------|
| Расход газа через абсорбера м ³ /ч | 356350 |
| Давление в аппарате мпа | 3,5 |
| Температура осушаемого газа °С | 15 |
| Точка росы осушенной газовой смеси °С | -20 |
| Содержание ТЭГ % | 0,98 |
| Начальное содержание влаги в газе кг/м ³ | 65.10 ⁻⁵ |
| Конечное содержание влаги | 2,5.10 ⁻⁵ |
| Температура ТЭГ при вводе в аппарат °С | 15 |

Технические условия предусматривают низкую точку росы по влаге и углеводородам. Это обеспечивает без-гидратный транспорт газа и отсутствие углеводородного конденсата, накапливающегося в трубах, а также минимальную токсичность и коррозионность газа.

Для дальнейших расчетов принято, что температура абсорбции не меняется по высоте колонны и равна температуре газа на входе. Исходя из заданной точки росы, давления и температуры газа на входе, определяют исходную концентрацию раствора. Влажность газа на входе и выходе при данных температуре и давлении в абсорбере определяют по номограмме.

Таблица 3

Результаты исследования

| | |
|---|------------|
| Количество свежего раствора (кг/ч), $G_{гл}$ | 7052,48 |
| Количество поглощаемой влаги $G_{вл.п}$ | 222,71 |
| Объемное количество свежего раствора $V_{гл}$ м ³ /ч | 6,186 |
| Количество увлажненного газового сырья G_y | 234012,138 |
| Количество осушенного сырья G_o | 233611,083 |
| Содержание ТЭГ в насыщенном растворе x_{2p} | 0,927 |
| Количество теряемого три-этиленгликоля $g_{гг}$ кг/ч | 0,74 |
| Количество насыщенного раствора гликоля $G_{гг.н}$ | 7453,53 |

Обсуждение:

Рассматривая полученные результаты можно отметить что количество теряемого тэг мало и большинство количества увлажненного газового сырья было осушено что позволяет подтвердить эффективность абсорбционных осушки используя ТЭГ.

Литература

1. Гухман Л.М. Подготовка газа северных газовых месторождений к дальнему транспорту. –Л.:Недра, 2008.–161с.
2. Джалилова С.Н., Ушева Н.В., Ерофеев В.И. Исследование и корректировка технологических режимов процессов подготовки нефтяного сырья. Успехи современного естествознания. 2017. № 4. С. 19–23.
3. Ерофеев В.И. Проблемы и перспективы развития нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности России. В сб.: Проблемы геологии и освоения недр. Труды XVII межд. симпозиума им. академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 150-летию со дня рождения академика В.А. Обручева и 130-летию академика М.А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы. Национальный исследовательский Томский политехнический университет. 2013. Т.2. С. 44–47.
4. Ерих В.Н. Химия и технология нефти и газа. / Ерих В.Н., Расина М.Г., Рудин М.Г. – Л.: Химия, 1972. – 464 с.
5. Закиров С.Н., Лапчук Б.Б. Проектирование и разработка газовых месторождений. Москва / Недрa, 1974 –246 с.
6. Кемпбел Д.М. Очистка и переработка природных газов/Пер. с англ. под ред. С.ф Гудкова. -М. Недрa, 1977. – 349с
7. Ланчаков Г.А., Кульков А.Н., Зиберт Г.К. Технологические процессы подготовки природного газа и методы расчета оборудования – М.: Недрa, 2000. – 274 с.
8. СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия». – М.: ОАО «Газпром», 2010. – 19 с.

АНАЛИЗ МЕТОДОВ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

Н.С. Якунина

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В статье проведен анализ методов утилизации попутного нефтяного газа, выявлены преимущества и недостатки существующих способов утилизации.

Ключевые слова: попутный нефтяной газ (ПНГ), утилизация, закачка в пласт, GTL-технологии, выработка электроэнергии.

Попутный нефтяной газ (ПНГ) – газ, растворенный в нефти при пластовых условиях; выделяется при эксплуатации нефтяных залежей в результате снижения пластового давления ниже давления насыщения нефти. Сам по себе ПНГ – это ценное сырье для дальнейшей переработки в нефтехимической промышленности. Тем не менее, при эксплуатации месторождений почти на всех нефтедобывающих предприятиях большая часть нефтяного газа, не находя применения, пока сжигается в факелах [4].

Проблема сжигания попутного нефтяного газа является актуальной для нашей страны, поскольку Россия занимает одно из первых мест в мире по объемам сжигания ПНГ. Сжигание приносит большой ущерб как окружающей среде, так и экономике страны. В целях полезного использования разработаны и совершенствуются альтернативные методы использования попутного газа, которые и будут проанализированы ниже [5,6].

Одним из рациональных способов утилизации ПНГ это его переработка на газоперерабатывающих заводах, результатом которой являются: сухой газ и ШФЛУ, а при более глубокой переработке – сжиженные углеводородные газы (СУГ), пропан, бутан (ПБТ), газы (сухой газ, этан). В дальнейшем полученные продукты могут быть использованы в производстве нефтехимической продукции.

Данный способ можно разделить на неглубокую переработку – с помощью небольших мобильных станций и глубокую переработку – непосредственно на крупных газоперерабатывающих заводах, поставка газа на которые осуществляется по трубопроводной системе [2].

Закачка в газотранспортную сеть. Небольшие объемы ПНГ можно направить в магистральный газопровод для продажи потребителям в составе обычного природного газа, при этом поток природного газа должен превышать объем попутного газа в 20-50 раз. ПНГ должен быть осушен, первично очищен [8].

Закачка в нефтяной пласт для поддержания пластового давления. Очищенный и подготовленный газ закачивают обратно в пласт для увеличения нефтеотдачи. Метод обратной закачки применяется для интенсификации добычи нефти или, когда создание дополнительной инфраструктуры сбора и подготовки превышает себестоимость попутного газа и снижает рентабельность промыслов [7].

Еще одним оптимальным решением утилизации попутного газа является использование его в качестве топлива для получения электроэнергии и использование этой энергии для собственных нужд. Это повысит энергообеспеченность как промышленности, так и примыкающих регионов, и позволит сократить поставки из единой энергосистемы страны. Для обеспечения собственных нужд по тепловой и электрической энергиям на промыслах нефтегазодобывающих комплексов создаются газотурбинные (ГТЭС) или газопоршневые (ГПЭС) станции. Этот способ использования ПНГ оказывается экономически разумным в той ситуации, когда промыслы находятся в районах с плохо развитой инфраструктурой и необходимостью в обеспечении нефтепромыслов электроэнергией вызывает значительные трудности [1].

Метод утилизации ПНГ на удаленных от транспортной инфраструктуры месторождениях - GTL-технологии («gastoliqid» - «газ в жидкость»), которые направлены на получение из природного и попутного газов синтетических углеводородных продуктов. Продукты переработки мини установок GTL являются ценным сырьем для производства олефинов – синтетическая нефть может быть переработана в этилен на установке пиролиза, а бензин, с высоким содержанием олефинов является ценным сырьем для установок каталитического крекинга на которых получают пропилен [3].

В отличие от природного газа, компонентный состав попутного газа может сильно отличаться от месторождения к месторождению. Поэтому для каждого предприятия нужно определять индивидуальный способ утилизации. В ходе выбора метода необходимо учитывать все особенности каждого из них, их преимущества и недостатки, которые и были выделены в ходе работы (таблица 1).

Таблица 1

Преимущества и недостатки методов утилизации ПНГ

| Метод утилизации ПНГ | Преимущества | Недостатки |
|--------------------------|--|---|
| Обратная закачка в пласт | поддержание давления в пласте; увеличение добычи нефти; уменьшение или исключение выбросов CO ₂ | значительные капитальные инвестиции; снижение надежности промышленного оборудования. |
| Выработка электроэнергии | снижение затрат на электроснабжение; возможность утилизации в полном объеме; высокая экономическая эффективность и короткие сроки окупаемости. | значительная концентрация вредных веществ в выхлопных газах. |

| Продолжение таблицы | | |
|---|---|--|
| Метод утилизации ПНГ | Преимущества | Недостатки |
| Поставка в единую газотранспортную сеть | доход от продажи газа; низкие капитальные затраты. | объем закачиваемого ПНГ не более 5%; предполагает близкое расположение к трубопроводу. |
| Переработка на ГПЗ | получение сырья для химической промышленности; полная утилизация ПНГ; развитие газотранспортной инфраструктуры. | высокие затраты, требующиеся на переработку ПНГ; высокие затраты на транспортировку до ГПЗ. |
| GTL-технологии | более низкая стоимость транспортировки; переработка всего объема ПНГ; Высокая мощность установок | высокие удельные расходы на реализацию проектов строительства. |

Таким образом, изучив основные способы утилизации ПНГ, можно сделать вывод, что существующие технологии позволяют полностью уйти от факельного способа утилизации, которое приносит наибольший вред окружающей среде. Для каждого месторождения можно подобрать свои наиболее перспективные способы по утилизации ПНГ в зависимости от расположения месторождения, от близости энергоресурсов и прочих факторов. Стоит учитывать, что рассмотренные способы, хоть и являются капиталоемкими, но зато способны быстро окупаться.

Между тем, вовлечение в переработку неиспользуемых объемов ПНГ улучшит экономическую эффективность нефтедобычи. Этого можно добиться, применяя новые технологии и оборудование непосредственно на промыслах, что существенно снизит потребность в дорогостоящей сетевой инфраструктуре.

Литература

1. Аджиев А.Ю., Пуртов П. А. Подготовка и переработка попутного нефтяного газа в России: в 2 ч. Ч. 2 / А. Ю. Аджиев, П. А. Пуртов. - Краснодар: ЭДВИ, 2014. - 504 с.
2. Аристова В.В. Альтернативные комплексные технологии переработки попутных нефтяных газов/ В.В. Аристова, А.С. Дорофеев (<http://www.gazcompany.ru/gaz-pngfull.html>).
3. Брагинский О.Б. Нефтегазовый комплекс мира. М.: Нефть и газ, 2006. С. 491-511.
4. Газпром информаторий [Электронный ресурс]: терминологический словарь. – Режим доступа: <http://www.gazprominfo.ru/terms/oil-associated-gas/>.
5. Картамышева Е.С., Иванченко Д.С. Попутный нефтяной газ и проблема его утилизации // Молодой ученый. 2017. № 25. С. 120-124.
6. Михайлова Н.Л., Выгузова М.А. Оценка способов утилизации попутного нефтяного газа // Современные технологии: актуальные вопросы, достижения и инновации. 2017. С. 115-117.
7. Тараканов Г.В, Мановян А. К. Основы технологии переработки природного газа и конденсата. — Астрахань, АГТУ, 2010. — 192 с.
8. Тарасов М.Ю., Иванов С.С. Подготовка нефтяного газа для питания газопоршневых электростанций // Нефтяное хозяйство. – 2009. – №2. – С. 46-49.

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ

ПОДСЕКЦИЯ 2

ХИМИЧЕСКАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ

РАЗРАБОТКА ПОДХОДА К МОДЕЛИРОВАНИЮ ПРОЦЕССОВ ГИДРОПЕРЕРАБОТКИ АТМОСФЕРНЫХ И ВАКУУМНЫХ ДИСТИЛЛЯТОВ НЕФТИ

Н.С. Белинская

Научный руководитель - профессор Э.Д. Иванчина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одним из глобальных вызовов в энергетической отрасли является производство моторных топлив в условиях снижения запасов традиционной легкой нефти и обеспечения прироста добычи нефти за счет тяжелой трудноизвлекаемой нефти, а также повышения спроса на моторные топлива в связи с экономическим ростом развивающихся стран и развития Крайнего Севера и Арктики [1].

С целью производства моторных топлив высокого качества с использованием в качестве сырья среднестиллятных и тяжелых фракций нефти (таких как атмосферные и вакуумные дистилляты) в последние десятилетия проведена масштабная модернизация нефтеперерабатывающих заводов [4]. Морально устаревшие установки производства компонентов дизельных топлив реконструированы в том числе с добавлением в технологическую схему стадии гидродепарафинизации для улучшения низкотемпературных свойств дизельных топлив. Введены в эксплуатацию установки гидрокрекинга вакуумного газойля для облагораживания тяжелых фракций и производства компонентов моторных топлив. Также модернизированы существующие и введены в эксплуатацию новые установки гидроочистки вакуумного газойля для подготовки тяжелого сырья, характеризующегося высоким содержанием примесей, дезактивирующих катализатор и ухудшающих качество конечных продуктов, к дальнейшей переработке в процессах гидрокрекинга и каталитического крекинга.

Другой глобальный вызов, стоящий перед нефтепереработкой – повышение эффективности производства путем цифровизации производственных операций, в том числе реакторных процессов [3]. Математические модели процессов, протекающих в промышленных реакторах, как основа цифровых двойников установок, позволяют прогнозировать результаты протекания процессов в зависимости от состава сырья, типа и активности катализатора, прогнозировать срок службы катализатора [2].

Целью работы является разработка подхода к моделированию процессов гидропереработки нефтяного сырья, основанного на группировке реагирующих веществ по реакционной способности, с учетом нестационарного характера протекания процессов вследствие дезактивации катализатора и изменения состава сырья и требований к получаемому продукту.

Одной из основных проблем при моделировании процессов глубокой переработки нефтяного сырья является сложность определения состава сырья данных процессов, что необходимо для учета химизма превращений углеводородов и гетероатомных соединений в ходе процесса. Кроме того, химизм таких процессов является очень сложным, при этом учет превращений всех индивидуальных компонентов является нецелесообразным.

Поэтому для целей моделирования процессов гидропереработки разработана методика пересчета фракционного состава сырья в групповой, а также методика распределения содержания n-парафинов (как углеводородов, оказывающих наибольшее влияние на низкотемпературные свойства и цетановое число получаемых дизельных топлив) в сырье и продукте.

Другие реагирующие компоненты объединены в группы, реакции – в группы реакций. На основе принятых допущений составлены схемы превращений в ходе процессов гидропереработки атмосферных и вакуумных дистиллятов нефти.

Подход к моделированию также предполагает исследование физико-химических закономерностей протекания процессов в промышленных условиях, исследование закономерностей реакционной способности углеводородов и закономерностей дезактивации катализаторов для составления уравнений математической модели с учетом выявленных закономерностей и факторов нестационарности протекания процессов.

Математические модели процессов гидропереработки нефтяного сырья реализованы в виде компьютерных моделирующих систем, позволяющих обрабатывать большие массивы данных о работе промышленных установок, проводить мониторинговые расчеты, прогнозные расчеты срока службы катализатора, проводить оптимизацию технологического режима с выдачей рекомендаций по корректировке технологических параметров в зависимости от состава сырья и текущей активности катализатора.

Таким образом, разработанный подход к моделированию каталитических процессов гидропереработки атмосферных и вакуумных дистиллятов нефти позволяет разрабатывать модели, чувствительные к составу

перерабатываемого сырья, учитывающие факторы нестационарности протекания процесса в промышленных условиях, которые применимы для прогнозирования процессов с высокой степенью точности.

Работа выполнена при финансовой поддержке Российского научного фонда (проект № 19-73-00023).

Литература

1. Guo K., Li H., Yu Zh. In-situ heavy and extra-heavy oil recovery: A review // Fuel. – 2016. – Vol. 185. – P. 886-902.
2. Белинская Н.С., Иванчина Э.Д., Долганов И.М., Белозерцева Н.Е. Компьютерная моделирующая система процесса каталитической депарафинизации дизельных топлив // Ползуновский вестник. – 2019. – № 3. – С. 99-106.
3. Петрова Н. Трансформация будущего. Цифровая революция в нефтегазовой отрасли // Журнал «Сибирская нефть». – 2018. – № 1 (31). – С. 4-9.
4. Хавкин В.А., Гуляева Л.А., Никульшин П.А. О сырье процесса гидрокрекинга // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2019. – № 9. – С. 3-6.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ДАВЛЕНИЯ И РАСХОДА СЫРЬЯ НА ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРОДУКТОВ ЦЕОФОРМИНГА ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА СТАБИЛЬНОГО

А.А. Алтынов, И.А. Богданов, М.В. Киргина

Научный руководитель - доцент М.В. Киргина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одним из побочных продуктов подготовки газа и нефти на месторождениях является конденсат газовый стабильный (КГС). В России выпуск данного продукта регламентирует ГОСТ Р 54389-2011 «Конденсат газовый стабильный. Технические условия». КГС получают путем стабилизации (удаления углеводородов с количеством атомов углерода от 1 до 4) нестабильного газового конденсата. Однако, несмотря на ценный углеводородный состав (углеводороды C₅-C₈), данный продукт остается невостребованным. Одним из возможных направлений применений КГС является его использование в качестве компонента автомобильных бензинов. Вместе с тем, существенное вовлечение данного продукта в смешение бензина невозможно, ввиду его невысоких детонационных характеристик.

Решением данной проблемы может стать переработка КГС с целью повышения октанового числа, причем используемая технология должна быть достаточно гибкой: использовать стойкий, относительно недорогой катализатор, допускать возможность использования установок небольшой мощности. Наиболее подходящим из имеющихся процессов повышения октанового числа легких углеводородных фракций является процесс цеоформинг. В связи с чем, целью данной работы является исследование влияния давления и расхода сырья на характеристики продуктов цеоформинга КГС. Выявленные закономерности позволят установить оптимальные технологические параметры переработки КГС в высокооктановые компоненты автомобильных бензинов.

В Таблице 1 приведены основные характеристики, а также углеводородный состав исследуемого образца КГС. Определение состава КГС проводилось методом газовой хроматографии (ОЧИ – октановое число исследовательский метод; ОЧМ – октановое число моторный метод; ДНП – давление насыщенных паров).

Таблица 1

Характеристики и состав исследуемого образца КГС

| Параметр | КГС |
|--|-------|
| ОЧИ | 67,2 |
| ОЧМ | 64,0 |
| ДНП, кПа | 65,5 |
| Плотность при 15 °С, кг/м ³ | 692,5 |
| Содержание веществ, % об. | |
| Бензол | 0,17 |
| Ароматические углеводороды | 3,26 |
| Олефины | 1,68 |

В Таблице 2 приведены технологические параметры реализации цеоформинга КГС. Цеоформинг проводился на лабораторной каталитической установке в течении фиксированного времени с использованием цеолитного катализатора марки КН-30, производства ПАО «Новосибирский завод химконцентратов».

Таблица 2

Параметры проведения цеоформинга КГС

| Параметр | № 1 | № 2 | № 3 | № 4 | № 5 |
|-------------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|
| Температура, °С | 375 | 375 | 375 | 375 | 375 |
| Давление, МПа | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 3,5 | 4,5 |
| Расход сырья, ч ⁻¹ | 2 | 3 | 4 | 2 | 2 |

**СЕКЦИЯ 12. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2 – ХИМИЧЕСКАЯ ТЕХНОЛОГИЯ
ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ.**

Для всех полученных продуктов по аналогии с исходным образцом КГС были определены основные характеристики, а также углеводородный состав. Результаты представлены в Таблицах 3-4.

Таблица 3

Характеристики продуктов цеоформинга КГС, полученных в условиях варьирования давления

| Параметр | № 1 | № 4 | № 5 |
|--|-------|-------|-------|
| Давление, МПа | 2,5 | 3,5 | 4,5 |
| ОЧИ | 85,1 | 87,4 | 76,5 |
| ОЧМ | 79,9 | 82,6 | 71,8 |
| ДНП, кПа | 117,2 | 151,1 | 62,7 |
| Плотность при 15 °С, кг/м ³ | 713,5 | 706,9 | 724,9 |
| Содержание веществ, % об. | | | |
| Бензол | 1,42 | 0,06 | 0,60 |
| Ароматические углеводороды | 19,08 | 16,02 | 13,29 |
| Олефины | 2,19 | 5,02 | 6,14 |

Из результатов, представленных в Таблице 3 следует, что с повышением давления процесса с 2,5 МПа до 3,5 МПа октановое число и ДНП продуктов цеоформинга КГС растет. Однако при дальнейшем повышении давления с 3,5 МПа до 4,5 МПа наблюдается противоположенный эффект. Данные явления находят свое объяснение в особенностях протекания реакций крекинга углеводородов. Рост давления подавляет реакции крекинга [2], однако рост плотности продукта с ростом давления может свидетельствовать о том, что повышение давления подавляет вторичный и третичный крекинг углеводородов и способствует реакциям перераспределения водорода в олефинах. В пользу данной гипотезы говорит также наблюдаемое с ростом давления с 3,5 МПа до 4,5 МПа увеличение содержания олефинов и резкое снижение ДНП.

Таблица 4

Характеристики продуктов цеоформинга КГС, полученных в условиях варьирования расхода сырья

| Параметр | № 1 | № 2 | № 3 |
|--|-------|-------|-------|
| Расход сырья, ч ⁻¹ | 2 | 3 | 4 |
| ОЧИ | 85,1 | 84,2 | 83,1 |
| ОЧМ | 79,9 | 79,7 | 78,8 |
| ДНП, кПа | 117,2 | 139,8 | 134,7 |
| Плотность при 15 °С, кг/м ³ | 713,5 | 694,8 | 692,9 |
| Содержание веществ, % об. | | | |
| Бензол | 1,42 | 0,06 | 0,07 |
| Ароматические углеводороды | 19,08 | 11,29 | 10,06 |
| Олефины | 2,19 | 4,33 | 4,58 |

Из результатов, представленных в Таблице 4 видно, что с ростом расхода сырья октановое число, плотность, а также содержание ароматических углеводородов и в частности бензола в продуктах цеоформинга КГС падает. Данный эффект находит объяснение в снижении времени контакта сырьё/катализатор. С ростом расхода сырья времени контакта сырьё/катализатор достаточно только для протекания первичных реакций крекинга (о чем свидетельствует рост содержания олефинов в продукте с ростом расхода сырья). Вместе с тем времени контакта недостаточно для протекания реакций алкилирования, изомеризации и ароматизации (о чем свидетельствует снижение содержания ароматических углеводородов в частности бензола с ростом расхода сырья).

Таким образом можно заключить, что при переработке КГС в компоненты автомобильных бензинов в процессе цеоформинга повышение давления процесса является нецелесообразным. Расхода сырья необходимо подбирать таким образом, чтобы содержание бензола и ароматических углеводородов в продукте удовлетворяли требованиям [1, 3], а прирост октанового числа достигался за счет образования разветвленных изопарафиновых углеводородов.

Работа выполнена при поддержке Гранта Президента Российской Федерации № МК-351.2020.3.

Литература

- ГОСТ 305-2013 «Топлива моторные. Бензин неэтилированный. Технические условия» [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru>. – Дата обращения: 20.12.2019 г.
- Ахметов С.А. Лекции по технологии глубокой переработки нефти в моторные топлива: Учебное пособие. – СПб.: Недра, 2007. – 312 с.
- Технический регламент таможенного союза ТР ТС 013/2011 «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту». [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru> – Дата обращения 20.12.2019 г.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ СЫРЬЯ И ПРОДУКТОВ КАТАЛИТИЧЕСКОЙ ПЕРЕРАБОТКИ ВАКУУМНОГО ГАЗОЙЛЯ ИЗ КАЗАХСТАНСКОЙ НЕФТИ В ПРОЦЕССАХ ГИДРООЧИСТКИ И КРЕКИНГА

С.Б. Аркенова, А.А. Орешина, Е.К. Вымятнин, Д.Д. Ларюшкина, Т. Калиев, Г.Ю. Назарова
 Научные руководители: профессор Е.Н. Ивашкина, доцент Н.И. Кривцова
 Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Развитие нефтепереработки в направлении углубления и химизации технологий на сегодняшний день представляет собой самую передовую и интенсивно развивающуюся отрасль промышленности, с созданием гибких технологических схем и всех видов каталитических и гидрогенизационных процессов глубокой переработки нефти и нефтяных остатков. В связи с этим при рассмотрении каталитических технологий наибольший интерес представляет собой процесс каталитического крекинга, который предназначен для производства высококачественных топливных компонентов для двигателей внутреннего сгорания с октановым числом от 85 до 95 из тяжелого сырья низкого качества [1]. Кроме того, данный процесс сопряжен с получением таких продуктов, как пропан-пропиленовая и бутан-бутиленовая фракция газообразных углеводородов, которые, в свою очередь, являются сырьем для производства различных веществ (сложные эфиры, алкилаты и т. д.). Также на установках крекинга получают компонент дизельного топлива. В то же время при всей своей близости к термическим процессам перераспределения водорода в углеводородах крекинг имеет значительно более высокий выход конечного продукта более высокого качества, что важно с точки зрения экологии. Для улучшения эксплуатационных характеристик компонентов моторных топлив сырье каталитического крекинга часто подвергают предварительной гидроочистке [2].

В данной работе представлены результаты определения молекулярной массы, содержания серы, вязкости и плотности сырья и продуктов процессов гидроочистки и каталитического крекинга вакуумного газойля, полученного при перегонке мазута Казахстанской нефти на установке глубокой переработки комплекса КТ-1/1, мощность которого составляет 2,0 млн. т/год. Установка КТ-1/1 позволяет получать ценные нефтепродукты из мазута: высокооктановый компонент бензинов марок АИ-92, АИ-95, компонент гидроочищенного дизельного топлива, пропан-пропиленовую и бутан-бутиленовую фракцию. Установка включает в себя несколько блоков: вакуумная перегонка мазута, гидроочистка сырья каталитического крекинга, каталитический крекинг, абсорбция и газодифракционное разделение (рис.1).

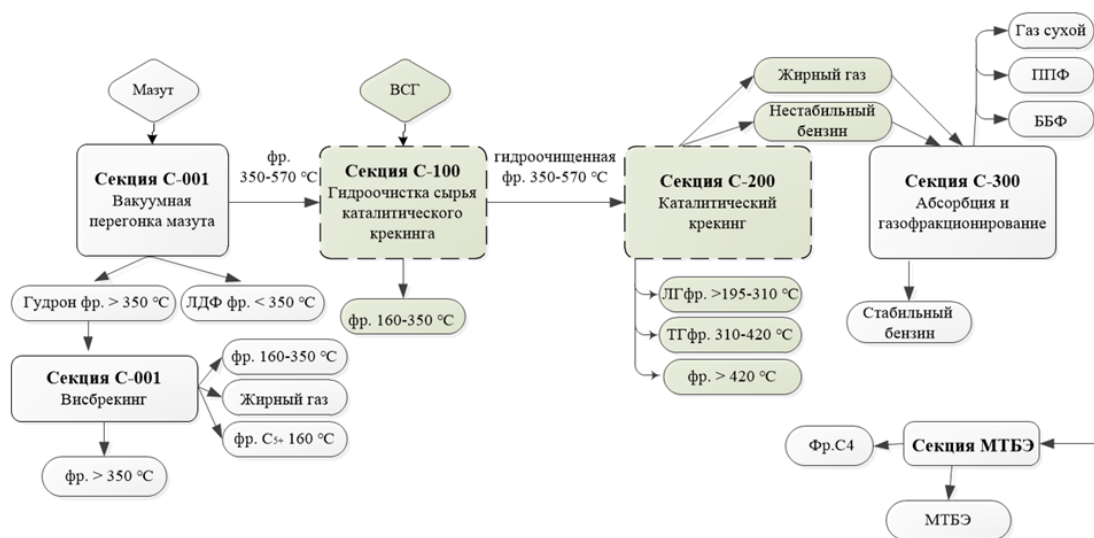


Рис.1. Упрощенная схема установки КТ-1/1: ЛГ – легкий газойль, ТГ – тяжелый газойль, ППФ – пропан-пропиленовая фракция, ББФ – бутан-бутиленовая фракция, ЛДФ – лёгкий вакуумный газойль или дизельная фракция, ВСГ – водородосодержащий газ

В работе были использованы следующие методы: метод криоскопии на установке КРИОН-1 для определения молекулярной массы веществ; вискозиметр Штабингера SVM3000 (Anton Paar) для измерения плотности, динамической и кинематической вязкости образцов; анализатор рентгеновский энергодисперсионный СПЕКТРОСКАН S для измерения массовой доли серы в нефтепродуктах. Результаты, выполненных лабораторных анализов представлены в таблицах 1,2.

Процесс гидроочистки вакуумного газойля направлен на снижение содержания соединений серы и полиароматических углеводородов, поскольку сернистые соединения отравляют катализатор, а также ухудшают качество целевого продукта бензина каталитического крекинга. Гидроочистка нефтепродуктов проводится в среде водорода на катализаторах с образованием сероводорода, который затем улавливают и утилизируют с получением серной кислоты и элементарной серы.

**СЕКЦИЯ 12. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2 – ХИМИЧЕСКАЯ ТЕХНОЛОГИЯ
ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ.**

Было установлено, что содержание серы в вакуумном газойле, являющимся сырьем каталитического крекинга, после гидроочистки значительно уменьшилось на 85,4 - 95,3% масс., в нестабильном бензине на 82,5-93,8 % масс, в дизельном топливе на 98,2 - 99 % масс. соответственно.

Таблица 1

Физико-химические свойства сырья и продуктов процесса гидроочистки вакуумного газойля

| Образец | Содержание серы, % масс. | Динамическая вязкость, мПа*с | Кинематическая вязкость, мм ² /с | плотность, г/см ³ | | Молекулярная масса, г/моль |
|---------------------------------------|--------------------------|------------------------------|---|------------------------------|---------------|----------------------------|
| | | | | при 20°С | при 50°С | |
| Негидроочищенный вакуумный газойль | 1,04-1,655 | 19,404-24,745 | 21,942-28,044 | 0,9014-0,9068 | 0,8824-0,8878 | 312,3-361,3 |
| Гидроочищенный вакуумный газойль | 0,078-0,152 | 21,14-25,238 | 24,257-28,888 | 0,8899-0,8927 | 0,8708-0,8736 | 338,5-342,1 |
| Нестабильный бензин (фр. н.к.-180 °С) | 0,101-0,182 | 0,5837-0,6435 | 0,7957-0,8715 | 0,7335-0,7383 | - | 99,1-105,5 |
| Дизельное топливо (фр. 180-350 °С) | 0,015-0,023 | 3,1052-6,5293 | 3,7086-7,6031 | 0,8373-0,8588 | - | 182,8-208,8 |

Плотность образцов измерялась при двух температурах: при 20 и 50 °С в зависимости от вязкости образца. Чем выше вязкость, тем выше температура измерения необходимых показателей. В результате гидроочистки плотности и вязкость продуктов уменьшаются. Так, плотность при 20 °С для вакуумного газойля до гидроочистки составила 901,4 - 906,8 кг/м³, после гидроочистки плотность вакуумного газойля уменьшилась незначительно до 889,9 - 892,7 кг/м³, плотность нестабильного бензина составила 733,5 - 738,3 кг/м³, дизельного топлива – 837,3 - 858,8 кг/м³.

Таблица 2

Физико-химические свойства продуктов переработки вакуумного газойля в процессе каталитического крекинга

| Образец | Содержание серы, % масс. | Динамическая вязкость, мПа*с | Кинематическая вязкость, мм ² /с | Плотность при 20°С, г/см ³ | Молекулярная масса, г/моль |
|---|--------------------------|------------------------------|---|---------------------------------------|----------------------------|
| Нестабильный бензин | 0,008-0,013 | 0,6899-0,7498 | 0,9099-0,9851 | 0,7582-0,7611 | 96,0-98,6 |
| Компонент дизельного топлива (фр. 195-340 °С) | 0,102-0,177 | 2,7379-4,0157 | 2,894-4,1429 | 0,946-0,9693 | 142,3-149,2 |
| Шлам компонент котельного топлива (фр. выше 340 °С) | 0,551-0,564 | 83,644-281,89 | 79,232-262,85 | 1,0557-1,0724 | 221,0-233,0 |

В результате исследования основных продуктов процесса каталитического крекинга было установлено, что основное количество серы осталось в шламе, используемом в качестве компонента котельного топлива.

Компонент бензина, который получается в процессе каталитического крекинга, далее поступает на смешение с продуктами установки риформинга и изомеризации. Поэтому содержание серы в бензине каталитического крекинга определяет содержание серы в конечном товарном продукте. Таким образом, от эффективности гидроочистки сырья каталитического крекинга будет зависеть содержание серы, как в товарном бензине, так и в дизельном топливе, производимых на НПЗ.

Полученные значения молекулярной массы потребуются для расчета группового состава сырья и продуктов каталитической переработки вакуумного газойля, а также для составления формализованной схемы превращений углеводородов.

Результаты исследования в дальнейшем будут использованы в разработке математической модели, которая позволит получить наиболее важные показатели качества нефтепродуктов.

Литература

1. Иванчина Э.Д., Ивашкина Е.Н., Назарова Г.Ю., Стебенева В.И., Шафран Т.А., Киселева С.В., Храпов Д.В., Короткова Н.В., Есипенко Р.В. Разработка кинетической модели процесса каталитического крекинга // Катализ в промышленности. – 2017. – Т. 17. – №6. – С. 477-486.
2. Назарова Г.Ю., Ивашкина Е.Н., Иванчина Э.Д., Шафран Т.А., Сейтенова Г.Ж., Бурумбаева Г.Р. Разработка технических решений для увеличения выхода бензиновой фракции и газов в технологии каталитического крекинга вакуумного газойля // Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний. – 2018. – № 8. – С. 17-24.

**МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ГИДРООЧИСТКИ
ВАКУУМНОГО ГАЗОЙЛЯ**

А.Д. Афанасьева¹, С.Б. Аркенова¹, Т.А. Калиев^{1,2}

Научные руководители: профессор Е.Н. Ивашкина¹, научный сотрудник Н.С. Белинская¹

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

²ТОО «Павлодарский нефтехимический завод», г. Павлодар, Казахстан

До 2024 года приоритетным направлением развития российской экономики является ее цифровая трансформация или цифровизация. Стоит отметить, что данное направление касается не только экономики, но и промышленности. Внедрение цифровых технологий в промышленное производство предполагает следующий ряд преимуществ [6]:

- повышение гибкости производства за счет быстрого и динамического изменения характеристик производственного процесса.
- информационная интеграция этапов жизненного цикла производимой продукции, позволяющей эффективно и комплексно решать задачи оптимизации собственно производства, качества продукции, экологической безопасности и создания новых бизнес-возможностей для промышленности.

Нивелирование потребности в интеллектуализации и цифровизации производства, в том числе в нефтеперерабатывающей промышленности, возможно путем разработки и внедрения в управление производством математических моделей химико-технологических процессов и программных продуктов, разработанных на их основе [5].

Внедрение современных интеллектуальных технологий на действующие нефтеперерабатывающие заводы связано с необходимостью [2]:

1. увеличения производительности для удовлетворения растущего спроса на топливные продукты;
2. соответствия требований к качеству конечных нефтепродуктов;
3. адаптация существующих и внедрение новых технологий переработки тяжелого нефтяного сырья, содержащего значительное количество соединений серы и металлов.

Все эти обстоятельства вынуждают предварительно облагораживать тяжелые нефти, чтобы иметь возможность перерабатывать их в больших объемах. Процессы гидропереработки нефтяного сырья позволяют решить эту сложную задачу [2].

Цель работы – разработка математической модели процесса гидроочистки вакуумного газойля, пригодной для прогнозирования состава и свойств сырья процесса каталитического крекинга.

Для достижения поставленной цели на первом этапе требуется установить и проанализировать основные физико-химические закономерности промышленного процесса гидропереработки.

Процесс проводят под давлением 4-8 МПа при температуре 350-450 °С, объемной скорости 0,8-1,2 ч⁻¹ и циркуляции водородсодержащего газа 360-600 м³/м³ сырья в присутствии катализаторов [4].

В качестве сырья процесса гидроочистки вакуумных дистиллятов используются вакуумный, легкий вакуумный и тяжелый вакуумный газойли с добавлением в ходе процесса тяжелого газойля установки замедленного коксования и фракций 330-360 °С и 350-450 °С.

Вакуумный газойль имеет температуру начала кипения около 360 °С, а температуру конца кипения приблизительно 540 °С что соответствует углеводородам C₁₆-C₅₀. С химической точки зрения вакуумный газойль представляет собой сложнейшую смесь различных углеводородов, гетероциклических соединений серы и азота [4] и металлоорганических соединений.

Предварительное гидрогенизационное облагораживание сырья осуществляется за счет удаления из нефтепродуктов гетероатомных соединений и частично полициклических ароматических соединений в среде водорода на катализаторах.

В рамках данной работы разработана схема превращений (рис.), которая в последующем будет заложена в основу математической модели процесса гидроочистки вакуумного газойля. На первых этапах создания схемы, посредством изучения литературы выявлены основные реакции и компоненты, характеризующие процесс гидроочистки тяжелого нефтяного сырья.

Учитывая реакционную способность сероорганических соединений, которая убывает в ряду: диалкилдисульфиды > бензотиофен > алкилтиофены > дибензотиофен > алкилдибензотиофены [1], основными серосодержащими компонентами в вакуумном газойле приняты бензотиофен, дибензотиофен и их аналоги.

Таким образом, первичная формализованная схема химических превращений предопределяет сокращение размерности математической модели и количества экспериментально определяемых параметров. При этом сохранение чувствительности модели к составу сырья позволяет прогнозировать состав и качество продукта.

На основе составленной формализованной схемы превращений разработана кинетическая модель процесса гидроочистки вакуумного газойля, представляющая собой систему обыкновенных дифференциальных уравнений изменения концентраций групп компонентов по времени. Допуская, что процесс является гомогенным, скорости реакций процесса могут быть записаны согласно закону действующих масс [3]. Уравнения возможных реакций процесса гидроочистки вакуумного газойля представлены в таблице.

СЕКЦИЯ 12. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2 – ХИМИЧЕСКАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ.

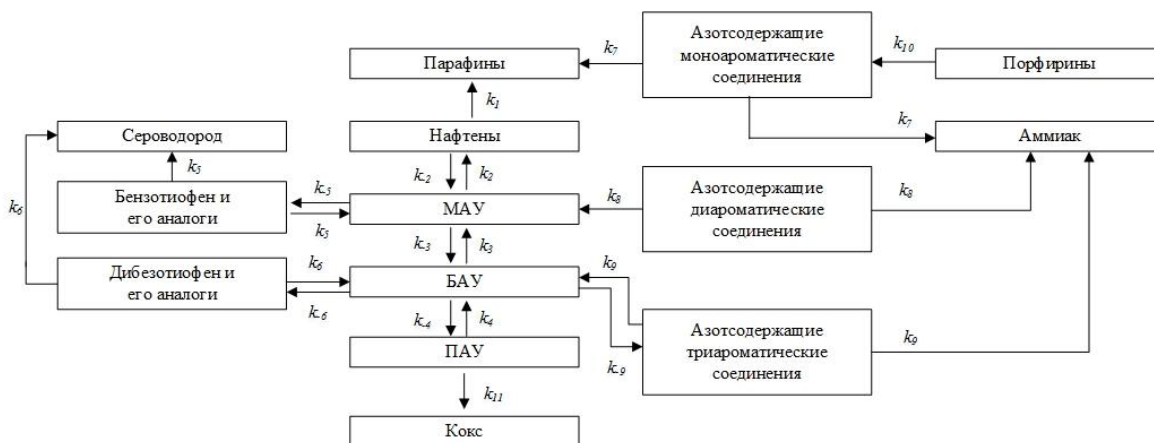


Рис. Схема превращения углеводородов и гетероатомных соединений в процессе гидроочистки вакуумного газойля, где МАУ – моноциклические ароматические углеводороды, БАУ – бициклические ароматические углеводороды, ПАУ – полициклические ароматические углеводороды; k_i – константа скорости i -й прямой реакции; k_{-i} – константа скорости i -й обратной реакции.

Таблица

Уравнения скоростей реакций процесса гидроочистки вакуумного газойля

| № | Реакция | Прямая реакция | Обратная реакция |
|----|---|---|--|
| 1 | Дециклизация нафтенгов | $W_1 = k_1 \cdot C_{Naft} \cdot C_{H_2}$ | – |
| 2 | Гидрирование моноциклических ароматических углеводородов | $W_2 = k_2 \cdot C_{MAU} \cdot C_{H_2}^3$ | $W_{-2} = k_{-2} \cdot C_{Naft}$ |
| 3 | Гидрирование бициклических ароматических углеводородов | $W_3 = k_3 \cdot C_{DAY} \cdot C_{H_2}^2$ | $W_{-3} = k_{-3} \cdot C_{MAU}$ |
| 4 | Гидрирование полициклических ароматических углеводородов | $W_4 = k_4 \cdot C_{PAU} \cdot C_{H_2}$ | $W_{-4} = k_{-4} \cdot C_{DAY}$ |
| 5 | Гидродесульфуризации бензотиофена | $W_5 = k_5 \cdot C_{BT} \cdot C_{H_2}^3$ | $W_{-5} = k_{-5} \cdot C_{MAU} \cdot C_{H_2S}$ |
| 6 | Гидродесульфуризации дибензотиофена | $W_6 = k_6 \cdot C_{DBT} \cdot C_{H_2}^2$ | $W_{-6} = k_{-6} \cdot C_{DAY} \cdot C_{H_2S}$ |
| 7 | Гидродеазотирование азотсодержащих моноароматических соединений | $W_7 = k_7 \cdot C_{NMA} \cdot C_{H_2}^4$ | – |
| 8 | Гидродеазотирование азотсодержащих диароматических соединений | $W_8 = k_8 \cdot C_{NDA} \cdot C_{H_2}^3$ | – |
| 9 | Гидродеазотирование азотсодержащих триароматических соединений | $W_9 = k_9 \cdot C_{NTA} \cdot C_{H_2}^2$ | – |
| 10 | Деметаллизация порфиринов ванадия и никеля | $W_{10} = k_{10} \cdot C_{Porf} \cdot C_{H_2S}$ | – |
| 11 | Образование кокса | $W_{11} = k_{11} \cdot C_{PAU}$ | – |

Таким образом, метод математического моделирования позволит получить результаты для анализа и синтеза высокоэффективных химико-технологических систем, а также прогноза их оптимального поведения в течение длительного времени и выявления оптимального алгоритма их управления.

Литература

1. Александров П.В. Процессы гидроочистки дизельных дистиллятов и вакуумного газойля на CoMo- и NiMo-катализаторах и их оптимизация с использованием метода математического моделирования: Автореферат. Дис. ... канд. техн. наук. – Томск, 2017. – 23 с.
2. Анчита Х., Спейт Дж. Переработка тяжелой нефти. Реакторы и моделирование процессов / Под ред. О.Ф. Глаголевой. – СПб.: ЦОП «Профессия», 2015. – 592 с.
3. Белинская Н.С., Францина Е.В., Луценко А.С., Белозерцева Н.Е., Иванчина Э.Д. Повышение эффективности процесса депарафинизации дизельного топлива путем оптимизации технологических режимов с помощью математической модели // Мир нефтепродуктов. – 2019. – № 7. – С. 24-32.
4. Дик П.П. NiMo катализаторы гидрокрекинга вакуумного газойля, обеспечивающие высокий выход дизельной фракции. Дис. ... канд. хим. наук. – Новосибирск, 2016. – 23 с.
5. Ivanchina E.D., Ivashkina E.N., Dolganova I.O., Belinskaya N.S. Mathematical modeling of multicomponent catalytic processes of petroleum refining and petrochemistry // Reviews in Chemical Engineering. – In Press.
6. Плотников В.А. Цифровизация производства: теоретическая сущность и перспективы развития в российской экономике // Известия СПбГЭУ. – СПб., 2018. – № 4. – С. 16 – 24.

РАСЧЕТ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК РЕАКЦИЙ ПЕРЕРАСПРЕДЕЛЕНИЯ ВОДОРОДА В ОЛЕФИНАХ В ПРОЦЕССЕ ЦЕОФОРМИНГА Н-ПЕНТАНА

Н.С. Багдасарян, И.А. Богданов

Научный руководитель - аспирант ОХИ ИШПР ТПУ И.А. Богданов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Перспективным процессом получения компонентов автомобильных бензинов из легкого углеводородного сырья, в частности, из стабильных газовых конденсатов, является цеоформинг [1]. В отличие от наиболее распространенного в Российской Федерации процесса, используемого для повышения октанового числа бензинов – риформинга, цеоформинг обладает рядом неоспоримых преимуществ. Так для реализации риформинга, используется дорогостоящий и чувствительный к серосодержащим соединениям платиновый катализатор, в то время как в цеоформинге используется относительно недорогой цеолитный катализатор, устойчивый к каталитическим ядам. Также цеоформинг не требует использования водородосодержащего газа. Преимуществом также является возможность реализации цеоформинга на малотоннажных установках, что позволяет перерабатывать сырьё сразу по месту его получения, использовать данный процесс на отдаленных территориях для обеспечения топливом небольших населенных пунктов.

В настоящее время в нефтеперерабатывающей промышленности все более актуальным становится использование математических моделей производств на физико-химической основе. Для построения математической модели цеоформинга необходимы знания химизма процесса, то есть основных протекающих реакций, а также возможности их протекания, то есть термодинамических параметров данных реакций.

Базовыми реакциями переработки легкого углеводородного сырья на цеолитсодержащих катализаторах являются крекинг и последующее перераспределение водорода в олефинах с образованием парафинов и ароматических углеводородов. Среди ароматических соединений в продуктах цеоформинга стабильных газовых конденсатов превалирует толуол. С термодинамической точки зрения образование бензола на цеолитах является маловероятным. Если бензол присутствует в исходном сырье, то он частично превращается в толуол и ксилол, вследствие алкилирования промежуточными олефинами и взаимодействия ароматических углеводородов [2].

Ароматические углеводороды, такие как толуол, являются ценным компонентом бензинов и позволяют не только повышать октановое число нефтепродукта, но и способствуют более полному и равномерному сгоранию топливовоздушной смеси.

Одним из основных углеводородов в составе стабильного газового конденсата является н-пентан, его доля составляет в среднем от 15 до 25 % об. В связи с чем, целью данной работы является исследование возможности протекания реакций перераспределения водорода в олефинах в условиях цеоформинга н-пентана с помощью квантово-химических методов расчета. В данной работе приведен расчет термодинамических характеристик реакций перераспределения водорода в олефинах с образованием толуола, как основного ароматического углеводорода в составе продуктов цеоформинга.

На первом этапе работы был составлен список теоретически возможных реакций перераспределения водорода в олефинах, которые являются продуктами крекинга н-пентана. Суммарное число атомов углерода в исходных веществах варьировалось от 10 до 16. Список содержал 148 теоретически возможных реакций.

Следующим этапом работы стал расчет термодинамических параметров реакций в программном пакете Gaussian (GaussianView 3.0) [3]. Расчет осуществлялся при условиях реализации процесса цеоформинга: температура – 648 К (375 °С), давление – 25 атм. (2,5 МПа).

В Таблице представлены результаты расчета термодинамических параметров реакции перераспределения водорода в олефинах, характеризующиеся максимальной энергией Гиббса.

Таблица

Термодинамические характеристики реакций перераспределения водорода в олефинах в условиях процесса цеоформинга н-пентана

| № | Реакция | ΔH , кДж/моль | ΔS , кДж/моль·К | ΔG , кДж/моль |
|----|---|-----------------------|-------------------------|-----------------------|
| 1 | $5 C_2H_4 = C_7H_8 + 3 CH_4$ | -453,12 | -173,50 | -340,70 |
| 2 | $3 C_2H_4 + C_4H_8 = C_7H_8 + 3 CH_4$ | -345,33 | -62,44 | -304,87 |
| 3 | $2 C_2H_4 + 2 C_3H_6 = C_7H_8 + 3 CH_4$ | -331,62 | -75,88 | -282,45 |
| 4 | $4 C_2H_4 + C_3H_6 = C_7H_8 + C_2H_6 + 2 CH_4$ | -433,33 | -180,33 | -316,48 |
| 5 | $2 C_2H_4 + C_3H_6 + C_4H_8 = C_7H_8 + C_2H_6 + 2 CH_4$ | -325,54 | -69,27 | -280,65 |
| 6 | $C_2H_4 + 3 C_3H_6 = C_7H_8 + C_2H_6 + 2 CH_4$ | -311,83 | -82,71 | -258,23 |
| 7 | $6 C_2H_4 = C_7H_8 + C_3H_8 + 2 CH_4$ | -542,29 | -277,97 | -362,16 |
| 8 | $6 C_2H_4 = C_7H_8 + 2 C_2H_6 + CH_4$ | -535,05 | -284,78 | -350,51 |
| 9 | $4 C_2H_4 + C_4H_8 = C_7H_8 + C_3H_8 + 2 CH_4$ | -434,50 | -166,91 | -326,34 |
| 10 | $5 C_2H_4 + C_3H_6 = C_7H_8 + C_4H_{10} + 2 CH_4$ | -529,51 | -292,07 | -340,25 |

**СЕКЦИЯ 12. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2 – ХИМИЧЕСКАЯ ТЕХНОЛОГИЯ
ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ.**

Продолжение Таблицы

| № | Реакция | ΔH , кДж/моль | ΔS , кДж/моль·К | ΔG , кДж/моль |
|----|--|-----------------------|-------------------------|-----------------------|
| 11 | $5 C_2H_4 + C_3H_6 = C_7H_8 + C_3H_8 + CH_4 + C_2H_6$ | -522,50 | -284,81 | -337,95 |
| 12 | $5 C_2H_4 + C_3H_6 = C_7H_8 + 3 C_2H_6$ | -515,26 | -291,61 | -326,29 |
| 13 | $7 C_2H_4 = C_7H_8 + C_5H_{12} + 2 CH_4$ | -637,82 | -404,94 | -375,42 |
| 14 | $7 C_2H_4 = C_7H_8 + 2 C_3H_8 + CH_4$ | -631,46 | -382,45 | -383,63 |
| 15 | $7 C_2H_4 = C_7H_8 + C_4H_{10} + C_2H_6$ | -631,23 | -396,52 | -374,29 |
| 16 | $6 C_2H_4 + C_3H_6 = C_7H_8 + C_6H_{14} + 2 CH_4$ | -625,04 | -418,32 | -353,97 |
| 17 | $6 C_2H_4 + C_3H_6 = C_7H_8 + C_4H_{10} + CH_4 + C_3H_8$ | -618,68 | -396,55 | -361,72 |
| 18 | $6 C_2H_4 + C_3H_6 = C_7H_8 + C_2H_6 + 2 C_3H_8$ | -611,67 | -389,28 | -359,41 |
| 19 | $8 C_2H_4 = C_7H_8 + C_5H_{12} + CH_4 + C_3H_8$ | -726,99 | -509,42 | -396,89 |
| 20 | $8 C_2H_4 = C_7H_8 + 2 C_4H_{10} + CH_4$ | -727,41 | -508,26 | -398,06 |
| 21 | $8 C_2H_4 = C_7H_8 + 3 C_3H_8$ | -720,63 | -486,93 | -405,10 |

Представленные результаты позволяют заключить, что в условиях проведения процесса цеоформинга н-пентана термодинамически возможно ($\Delta G < 0$) протекание всех рассмотренных реакций. Кроме того, из представленных результатов наглядно видно, что энергия Гиббса реакции возрастает с увеличением числа молей этилена участвующих в реакции, так наиболее вероятным является протекание реакции №21 (8 молей этилена), наименее вероятно протекание реакции №6 (1 моль этилена).

Работа выполнена при поддержке Гранта Президента Российской Федерации № МК-351.2020.3.

Литература

- Алтынов А.А., Богданов И., Белинская Н.С., Попок Е.В., Киргина М.В. Производство автомобильных бензинов с использованием стабильного газового конденсата и продуктов процесса «Цеоформинг» в качестве смесевых компонентов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2019. №. 2. – С. 217-242.
- Ахмедов Б.М., Рахимов Б.Р. Производство бензина из газового конденсата по процессу цеоформинг // Электронный научный журнал «Вопросы науки и образования». – 2017. – №. 1. – С. 19-20.
- Ochterski J.W. Thermochemistry in Gaussian. Gaussian, Inc. 2000, 19 с.

**СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПРОЦЕССОВ ОКИСЛИТЕЛЬНОЙ ДЕСУЛЬФУРИЗАЦИИ
ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА**

К.А. Баклашкина

Научный руководитель - доцент М.А.Самборская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Мировое потребление дизельного топлива растет, так как дизельные ДВС на 25-40% экономичнее, чем бензиновые. Дизельное топливо используется в качестве топливного горючего для быстроходной и тяжеловесной техники. Но в его составе, есть компоненты, которые отрицательно влияют на окружающую среду, такие как серо- и азотсодержащие соединения, а также полициклические арены. Удаление этих соединений проходит в ходе подготовки топлива на нефтеперерабатывающих заводах в блоке гидроочистки, где протекают реакции гидрогенолиза гетероатомных соединений и гидрирование полициклических аренов.

Исходя из мировых показателей добываемого углеводородного сырья, содержание сернистых соединений в нефтяных фракциях возрастает. Ввиду этого, первоочередной задачей сероочистительных блоков на нефте- и газоперерабатывающих предприятиях является поиск и создание альтернативных методов сероочистки или модернизация действующих установок. Среди таких способов удаления серы, развивающихся в промышленности выделяют экстракцию, адсорбцию, окисление, осаждение и алкилирование и другие. В рамках данной работы будет произведено сравнение процессов окислительного обессеривания, гетерогенного окислительного обессеривания и окислительного обессеривания на фталоцианине кобальта и гидроочистки по степени десульфурзации и аспектам ведения процесса.

Цель данной работы: произвести сравнительную оценку процессов обессеривания дизельной фракции.

Способ предусматривает двухфазное окисление дистиллята перекисью водорода (30 %) на базе водного раствора муравьиной кислоты (80 %) для преобразования тиофеновой серы в соответствующие сульфоны. Условия ведения процесса: температура -70°C, давление- 0,1 МПа, мольное соотношение $S_{общ}:H_2O_2:1:15$, Мольное соотношение $H_2O_2:HCOOH:3:4$. Выход продуктов окисления составил 95-97% масс.

Полученные после окисления образцы подвергались адсорбционной очистке. Адсорбция проводилась на стеклянной колонке при комнатной температуре. В качестве адсорбента был выбран силикагель марки АСКГ,

который предварительно был обезвожен при 190 °С в течение 6 часов. Колонку набивали “мокрым” способом. Соотношение образец-сорбент составляло 3:1. Остатки образца извлекались с поверхности адсорбента различными растворителями (гексан, смесь гексан-бензол (3:1 по объему), бензол, смесь бензол-спирт (1:1 по объему)) по мере повышения полярности извлекаемых углеводородов.

Преимущество окислительного обессеривания по сравнению с гидроочисткой заключается в том, что огнеупорные трудно десульфлируемые дибензтиофены легко окисляются при атмосферном давлении, температуре до 50°С и без использования водорода. Окислительное обессеривание протекает с высокой конверсией ароматических соединений. Так же стоит отметить, что процесс жидкофазный. При разделении продуктов реакции происходит незначительное уменьшения количества дизельного топлива в связи с тем, что отделяемый комплекс содержит продукты окисления его компонентов. Поскольку гетерогенные каталитические процессы эффективнее гомогенных, не требуют применения вредных окислительных смесей и, соответственно, блока отделения очищенного топлива, были исследованы процессы обессеривания на катализаторах. Эксперименты выполнялись на традиционном катализаторе гидроочистки ГДК-202 и на металлокомплексном катализаторе (Со) на различных носителях.

Гидроочистка дизельной фракции проводилась на лабораторной каталитической установке при условиях, близких к промышленным условиям процесса: объемная скорость потока жидкого сырья 0.05 мл/мин, давление 3.3 МПа, соотношение водород/сырье = 300/1, температура 350° С. Масса загруженного катализатора ГДК-202 – 5 г, размер гранул – 0.5-2 мм. Объем реактора – 10 см³.

Перед началом процесса гидроочистки катализатор подвергали сульфидированию непосредственно в реакторе, применяя для этого прямогонную дизельную фракцию, содержащую 0.814%мас. сульфидной серы. Сульфидирование проводили по методике, представленной в статье Борескова Г.К. Процесс проводили до резкого увеличения концентрации сероводорода в газообразных продуктах, что свидетельствовало о насыщении металлической фазы катализатора серой [1].

Гетерофазное окислительное обессеривание проводили на фталоцианине кобальта, нанесенного на углеродный материал СИБУНИТ и цеолиты. В ходе промышленных испытаний СИБУНИТ показал, что обладают повышенную активность и избирательность, а также более длительный срок службы. При этом высокая эффективность катализаторов, нанесенных на СИБУНИТ, достигается благодаря оптимальной пористой структуре носителя. Основными преимуществами является химическая чистота, высокая сорбционная емкость, высокая механическая стойкость, химическая и термическая стойкость. Цеолиты также широко используются как катализаторы и носители активных компонентов катализаторов.

Перед проведением процесса катализатор активировали в токе инертного газа при температуре 600 °С и давлении 6 атм. Гетерофазное окислительное обессеривание дизельной фракции проводилось на лабораторной каталитической установке при температуре 250 °С, давлении 6 атм., объемной скорости подачи сырья 0,33 мл/мин, размер гранул катализатора составляет 0.5-2 мм.

Результаты эксперимента показали, что скорость гетерофазного обессеривания на металлокомплексном соединении составляет 0.23 % мас./сек, для гомофазного обессеривания окислительной смесью 0,06 % мас./сек, для процесса гидроочистки 0,05-0,06% мас./сек. Оптимальное время пребывания для гетерофазного процесса составляет 400 с, для гомофазного процесса 1500 с, для процесса гидроочистки от 1500 до 1800 с. Поэтому перспективным методом для исследования и разработки технологии является гетерофазный процесс десульфурзации.

Литература

1. Боресков Г.К. Пористая структура катализаторов и процессы переноса в гетерогенном катализе. – Новосибирск: Наука.1970. — с. 5–15.

СРАВНЕНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК БИОДИЗЕЛЬНЫХ ТОПЛИВ, ПОЛУЧЕННЫХ ИЗ РАЗЛИЧНЫХ РАСТИТЕЛЬНЫХ МАСЕЛ

А.Т. Бальжанова, Н.Е. Белозерцева

Научный руководитель - аспирант ОХИ ИШПР Н.Е. Белозерцева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Непрерывное развитие экономики в современном мире требует увеличения объемов потребления моторных топлив, что влечет за собой такие последствия, как истощение невозобновляемых природных ресурсов, повышение цен на углеводородное сырье и загрязнение окружающей среды. Поэтому многие развитые государства столкнулись с проблемой поиска альтернативных источников энергии, относящихся к возобновляемым ресурсам, способным заменить собой традиционные источники энергии. Одним из наиболее популярных видов альтернативного топлива является экологически чистое и безопасное в эксплуатации биодизельное топливо (БиоДТ), производство которого позволяет утилизировать пищевые и производственные отходы, такие как, например, отработанные масла.

К преимуществам БиоДТ в сравнении с традиционным дизельным топливом можно отнести низкое содержание или полное отсутствие ароматических углеводородов и сернистых соединений, хорошие показатели воспламеняемости и способность к биологическому распаду. При сгорании БиоДТ выделяется количество углекислого газа аналогичное потребленному из атмосферы растением за период его жизни. БиоДТ, несмотря на значительно меньшее содержание серы, характеризуется хорошей смазывающей способностью. Оно может применяться для эксплуатации, как в чистом виде, так и в виде смеси с дизельным топливом. БиоДТ – единственное

**СЕКЦИЯ 12. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2 – ХИМИЧЕСКАЯ ТЕХНОЛОГИЯ
ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ.**

альтернативное топливо, которое подходит для всех транспортных средств с обычными дизельными двигателями [1].

С химической точки зрения БиоДТ представляет собой жидкое моторное топливо, состоящее из моноалкильных эфиров жирных кислот, получаемое путем реакции переэтерификации (этерификации) одноатомными спиртами (метанол, этанол и др.) из триглицеридов (реже свободных жирных кислот). В результате реакции более сложные молекулы триглицеридов превращаются в более мелкие молекулы сложных эфиров жирных кислот, которые имеют физико-химические характеристики, аналогичные традиционному дизелю. Источником триглицеридов служат различные растительные масла или животные жиры [4]. Наиболее часто используемыми масличными культурами являются рапс (страны ЕС), подсолнечник (Франция, Италия), соя (США, Бразилия и страны Африки), канола (Канада), пальмовое масло (Индонезия, Малайзия) и ятрофа (Индия, страны Африки).

С целью ускорения процесса переэтерификации, уменьшения режимных параметров, увеличения выхода этиловых эфиров жирных кислот рекомендуется использовать щелочной катализатор NaOH, который является более активным по сравнению с KOH. Его использование позволяет уменьшить время реакции, температуру и соотношение этанол: масло.

В качестве исходного сырья для получения БиоДТ были использованы подсолнечное, горчичное и кукурузное нерафинированные пищевые масла различных производителей. В качестве переэтерифицирующего агента был использован этиловый спирт.

Молярное соотношение этанол: масло было принято равным 6:1, исходя из молярных масс спирта и растительного масла. При молярном соотношении более 6:1 значительно увеличиваются затраты на разделение и очистку, а также увеличивается образование мыла [5]. Блок-схема проведения синтеза БиоДТ представлена на Рис. 1

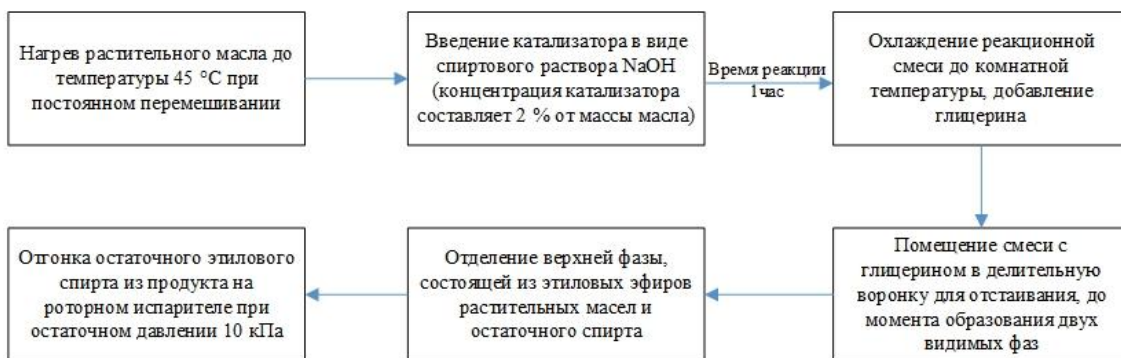


Рис. 1 Блок-схема проведения синтеза БиоДТ

Целью данной работы является проведение синтеза БиоДТ из трех различных растительных масел, экспериментальное определение физико-химических свойств полученных продуктов и их анализ с точки зрения целесообразности использования БиоДТ в качестве смесового компонента товарных дизельных топлив.

Для полученных продуктов была принята следующая маркировка: продукт, полученный из подсолнечного масла – ПБиоДТ; продукт из горчичного масла – ГБиоДТ; продукт из кукурузного масла – КБиоДТ.

В данной работе для полученных продуктов синтеза были определены плотность [2], динамическая и кинематическая вязкость [3] при температурах 15, 20 и 40 °C. Результаты определения физико-химических свойств продуктов при температурах 15, 20 и 40 °C приведены на Рис. 2-4.

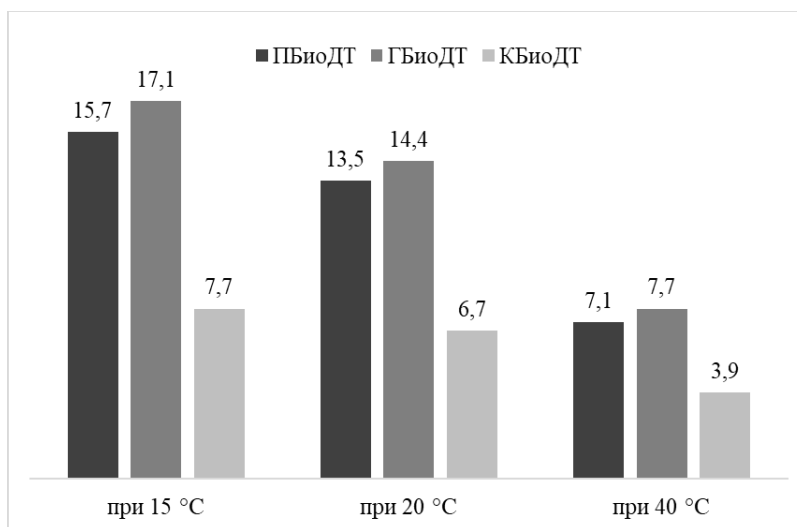


Рис. 2 Динамическая вязкость продуктов, измеренная при различных температурах, мПа·с

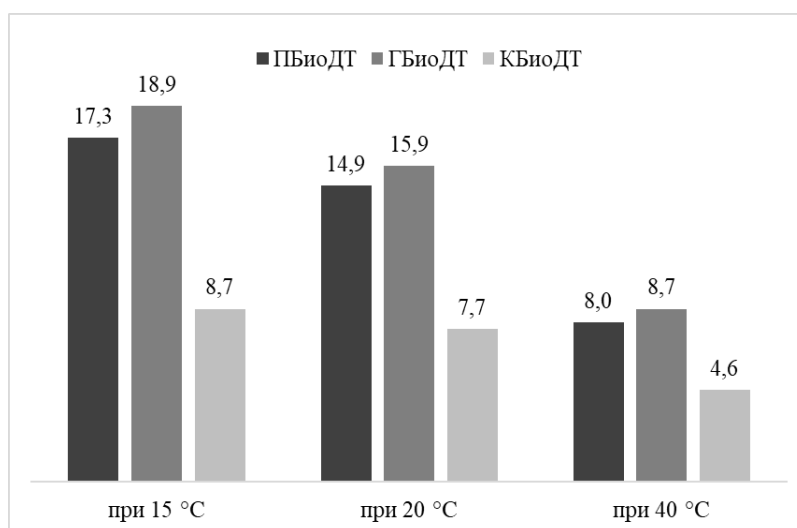


Рис. 3 Кинематическая вязкость продуктов, измеренная при различных температурах, мм²/с

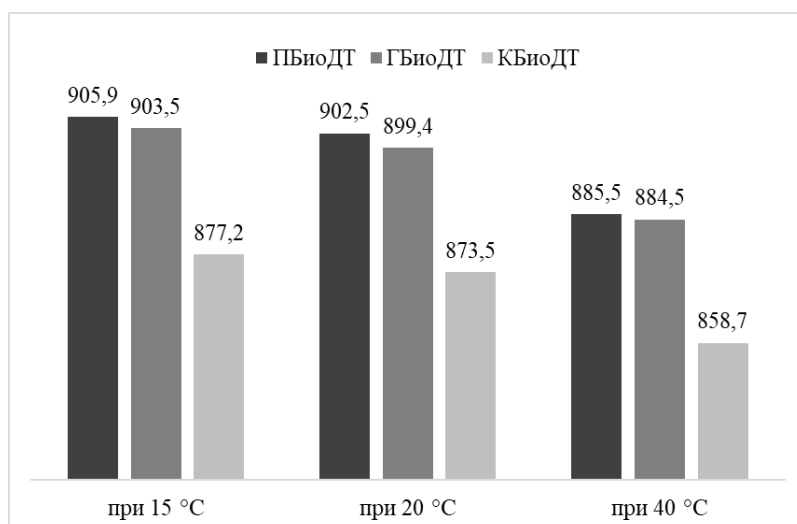


Рис. 4 Плотность продуктов, измеренная при различных температурах, кг/м³

На основании полученных результатов исследования были сделаны следующие выводы: БиоДТ, полученное из кукурузного масла, характеризуется наименьшими значениями вязкости и плотности; наибольшими значениями вязкости характеризуется продукт, полученный из горчичного масла, а наибольшей плотностью – продукт, полученный из подсолнечного масла. С точки зрения целесообразности использования БиоДТ в качестве смесового компонента товарных дизельных топлив, наиболее предпочтительным будет являться наименее вязкий и наиболее легкий продукт, т.е. БиоДТ, полученное из кукурузного масла.

Литература

1. Брагинский О.Б. Альтернативные моторные топлива: мировые тенденции и выбор для России // Рос. хим. журн. – 2008. – Т. 52. – № 6. – С. 137 – 146.
2. ГОСТ 3900-85 «Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности».
3. ГОСТ 33-2016 «Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости».
4. Марков В.И. Использование растительных масел и топлив на их основе в дизельных двигателях. М.: Инженер Оникс-М, 2011. – 534 с.
5. Dias J.M., Santos E., Santo F., Carvalho F., Alvim-Ferraz M.C.M., Almeida M.F. Study of an ethylic biodiesel integrated process: Raw-materials, reaction optimization and purification methods // Fuel Processing Technology. – 2014. – Vol. 124. – PP. 198 – 205.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ИНГИБИРУЮЩЕЙ И РАСТВОРЯЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ ГУМИНОВЫХ
КИСЛОТ**

А.А. Бердникова, В.Н. Бархатова, Е.В. Бешагина

Научные руководители: научный сотрудник Е.В. Францина, доцент Е.В. Бешагина
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день становится актуальным решение проблем, которые возникают при добыче, хранении и транспортировке высокопарафинистых нефтей. К таким проблемам относятся: высокая температура застывания, малая подвижность нефти и, особое место, занимает образование значительных количеств асфальтено-смолопарафиновых (АСПО) отложений на поверхности нефтепромыслового оборудования. [1-2]. АСПО вызывают производительность и эффективность работы установок.

В нефтеперерабатывающей промышленности имеется большое разнообразие методов борьбы с АСПО. Все методы направлены либо на предотвращение парафиновых отложений, либо на их удаление. Профилактические методы направлены на временное удаление образовавшихся отложений и накапливающихся в оборудовании. Такие методы способствуют улучшению эксплуатации оборудования, однако не предотвращают образования на них вновь образующихся отложений. Превентивные методы предотвращают образование и, следовательно, накопление таких отложений. По способу применения методы делятся на механические, термические, физические, химические. Данные методы являются относительно дорогостоящими, металлоемкими, поэтому на практике применяют оптимальные варианты их использования, то есть их комбинирование. Основой физико-химических методов удаления является применение различного рода специальных реагентов, обладающих поверхностно-активными свойствами: растворители, депрессоры, ингибиторы.

В настоящее время актуальным направлением исследований в процессах подготовки и переработки нефтей является замена химических реагентов на биодобавки. Новым решением являются высокомолекулярные гуминовые кислоты, обладающие депрессорными и поверхностно активными свойствами. В данной работе исследовалась способность к ингибированию и растворению АСПО.

В качестве объектов исследования были выбраны нефть Верхнесалатского месторождения, осадки данной нефти и гуминовые кислоты. Основные характеристики нефти приведены в таблице 1

Таблица 1

Характеристики нефти

| Характеристики | |
|--|-------------|
| Плотность при 20°C, г/см ³ | 0,78 |
| Кинематическая вязкость при 20°C, мм ³ /с | 1,8 |
| Температура застывания | +12,0 |
| Массовое содержание, % | |
| -парафинов | 10,5 |
| -смола | 1,4 |
| -асфальтенов | Отсутствует |

Для оценки ингибирующей способности ГК исследования проводили на установке по оценке эффективности ингибиторов парафиноотложений по методу «холодного стержня». Установка (рис.1) включает в себя блок «холодного стержня», погруженный в водяную баню. В блок входят 4 металлических стакана и крышки, в которые вмонтированы U-образные полые трубки из нержавеющей стали, связанные с системой подвода и отвода хладагента (рис. 1). Второй блок состоит из криостата и термостата, с помощью которых устанавливается и поддерживается температура в ячейках с материалом и холодного стержня (от минус 30 до плюс 600 °С).



Рис. 1 Схема установки «холодного» стержня

Стаканы с нефтью вращаются вокруг стержней в течение 40 минут. По истечении этого времени стержни вынимают из металлических стаканов и дают стечь остаткам нефти в течение 10 минут. Далее устанавливается температура "холодного" стержня +50 °С, собирая расплавляющиеся парафины в предварительно взвешенные бюксы. Далее, гравиметрическим методом, определяют количество осадка, образовавшегося на стержне.

Для исследования были выбраны температуры аналогичные температурным режимам на объектах подготовки нефти. Температура нефти в ячейке составляла 30 °С, температура «холодного» стержня – минус 10 °С.

Масса навески нефти – 60 г. Гуминовые кислоты разбавляли в 0,1н. растворе NaOH в соотношениях: 1:10, 1:15, 1:20. Присадки добавляли в нефть в концентрациях: 0,2 % (об), 0,4 % (об), 0,6 % (об), 0,8 % (об). Ингибирующую способность гуминовых кислот рассчитывали по формуле:

где I - ингибирующая способность, %;

W_0 - выход осадка для исходной нефти, г;

W_1 - выход осадка для нефти с присадкой, г.

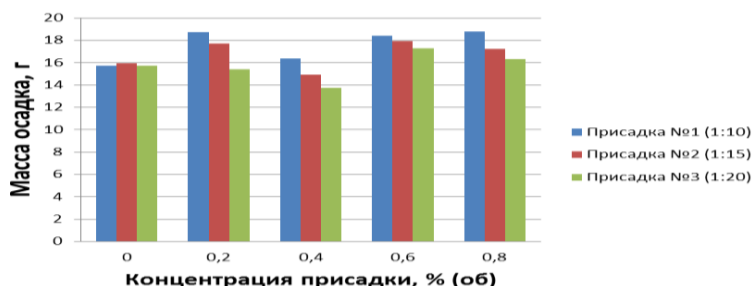


Рис. 2 Количество нефтяного осадка в зависимости от типа и концентрации присадки

Из рисунка 2 видно, что наибольшее уменьшение количество осадка наблюдается при добавлении присадки №2, с соотношением гуминовых кислот к NaOH 1:20, в концентрации 0,4 % (об.). Ингибирующая способность при этом составила 13 %.

Для оценки растворяющей способности использовали методику, позволяющей определять способность растворителя (гуминовой кислоты) удерживать во взвешенном состоянии высокомолекулярные соединения, входящие в состав АСПО. Нефтяные остатки, близкие по массе, отбирали в сита, взвесив их, предварительно, на аналитических весах. Сита с остатками, опускали в стакан с растворителем, объемом 50 мл на 15 минут. Далее, рассматривали образцы, установив их разрушение, набухание и уменьшение объема в процентах. Затем снова опускали в стаканы на 15 минут и повторяли процедуру до полного растворения отложений с фиксацией результатов. Результаты представлены на рисунке 3.

Насыщаемость растворителя высокомолекулярными соединениями (Сн) определили по формуле:

$$C_n = \frac{m}{V} * 1000,$$

где m – масса навески, г;

V – объем растворителя ($V_1+V_2+...+V_n$), см³;

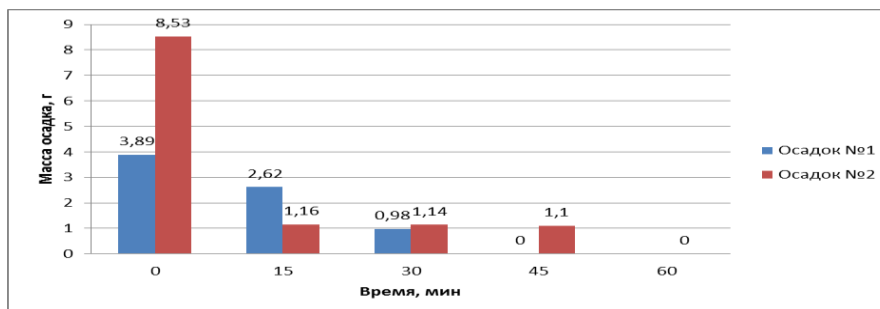


Рис. 3 Количество нефтяного осадка в зависимости от времени выдержки в растворителе

По результатам эксперимента также видно, что насыщаемость гуминовой кислоты возросла с 26, 34 до 148,60 г/см³, пропорционально увеличению первоначального объема осадка. Время растворения осадка увеличилось примерно в 2 раза

Таким образом, было установлено, что гуминовые кислоты обладают ингибирующим эффектом, при этом, наиболее эффективным является добавление их в соотношении с NaOH (1:20), в количестве 0,4 % (об.), дальнейшее увеличение концентрации нецелесообразно. Также установлен факт их растворяющей способности, время которой увеличивается пропорционально увеличению исходного количества осадка.

Литература

1. Ахметов С.А. «Технологии глубокой переработки нефти и газа», Учебное пособие для вузов. Уфа: Гилем, 2011. – 672 с.
2. Данилова Е. Тяжелые нефти России. // The Chemical Journal. – 2008. – №12. с. 34 – 37.

ОБЛАГОРАЖИВАНИЕ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА НА ЦЕОЛИТНОМ КАТАЛИЗАТОРЕ

И.А. Богданов, А.А. Алтынов, М.В. Киргина

Научный руководитель - доцент ОХИ ШПР ТПУ М.В. Киргина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день наиболее крупнотоннажными продуктами, производимыми нефтеперерабатывающей промышленностью, являются моторные топлива. Требования к качеству и свойствам топлив системно ужесточаются, что влечет за собой необходимость модернизации и оптимизации процессов их производства, а также разработки новых методов и подходов в области промышленного катализа.

В последние несколько лет наблюдается тенденция повышения спроса на дизельное топливо, в том числе топливо зимних и арктических марок. Поэтому особенно важным является развитие процессов вторичной переработки, позволяющих улучшать низкотемпературные свойства данного нефтепродукта. С этой точки зрения наиболее перспективным представляется применение процессов облагораживания на цеолитных катализаторах, набирающих все большую популярность. Цеолиты представляют собой микропористые алюмосиликаты, которые нашли множество промышленных применений благодаря ряду преимуществ, таких как низкие капитальные вложения и эксплуатационные расходы, взрыво- и пожаробезопасность, высокая активность и низкая чувствительность к качеству сырья и каталитическим ядам [1-2, 5-6].

В данной работе было проведено исследование с целью определения целесообразности и эффективности использования цеолитного катализатора для облагораживания дизельного топлива – улучшения его низкотемпературных и эксплуатационных характеристик.

В Таблице 1 представлены фракционный состав (ФС), основные физико-химические и низкотемпературные характеристики исходного образца прямогонного дизельного топлива используемого в качестве сырья для облагораживания на цеолитном катализаторе ($T_{н.к.}$ – температура начала кипения, $T_{п}$ – температура помутнения, ПТФ – предельная температура фильтруемости, T_3 – температура застывания).

Таблица 1

Характеристики образца прямогонного дизельного топлива

| Характеристика | Значение | Характеристика | Значение |
|--------------------------------------|----------|--|----------|
| $T_{н.к.}, ^\circ\text{C}$ | 134 | Плотность при 15 $^\circ\text{C}$, кг/м ³ | 836,5 |
| ФС _{10%} , $^\circ\text{C}$ | 183 | Динамическая вязкость при 20 $^\circ\text{C}$, мПа·с | 3,455 |
| ФС _{50%} , $^\circ\text{C}$ | 263 | Кинематическая вязкость при 20 $^\circ\text{C}$, мм ² /с | 4,148 |
| ФС _{90%} , $^\circ\text{C}$ | 342 | $T_{п}, ^\circ\text{C}$ | -4 |
| Цетановый индекс | 49,2 | ПТФ, $^\circ\text{C}$ | -9 |
| Содержание серы, мг/кг | 3911 | $T_3, ^\circ\text{C}$ | -16 |

Из данных, представленных в Таблице 1, видно, что рассматриваемый образец прямогонного дизельного топлива отличается высоким содержанием серы и плохими низкотемпературными свойствами (по значению ПТФ может быть отнесен только к марке Л (летнее) дизельного топлива, согласно требованиям [3]).

Процесс облагораживания на цеолитном катализаторе проводился на лабораторной каталитической установке при температуре 375 $^\circ\text{C}$, давлении 3,5 МПа и расходе сырья 0,5 мл/мин.

В Таблице 2 представлены основные физико-химические свойства, а также низкотемпературные и эксплуатационные характеристики полученного продукта.

Таблица 2

Характеристики полученного продукта

| Характеристика | Значение | Характеристика | Значение |
|--------------------------------------|----------|--|----------|
| $T_{н.к.}, ^\circ\text{C}$ | 39 | Плотность при 15 $^\circ\text{C}$, кг/м ³ | 835,0 |
| ФС _{10%} , $^\circ\text{C}$ | 123 | Динамическая вязкость при 20 $^\circ\text{C}$, мПа·с | 1,803 |
| ФС _{50%} , $^\circ\text{C}$ | 254 | Кинематическая вязкость при 20 $^\circ\text{C}$, мм ² /с | 2,167 |
| ФС _{90%} , $^\circ\text{C}$ | 356 | $T_{п}, ^\circ\text{C}$ | ниже -70 |
| Цетановый индекс | 46,3 | ПТФ, $^\circ\text{C}$ | -51 |
| Содержание серы, мг/кг | 3741 | $T_3, ^\circ\text{C}$ | ниже -70 |

Из полученных результатов следует, что полученный продукт по сравнению с исходным прямогонным дизельным топливом характеризуется меньшей плотностью (снижение на 1,5 кг/м³), меньшей динамической вязкостью (снижение на 1,652 мПа·с), меньшей кинематической вязкостью (снижение на 1,981 мм²/с), а также меньшим содержанием серы (снижение на 170 мг/кг). Также полученный продукт характеризуется более низкой $T_{н.к.}$ и ФС_{50%}, что свидетельствует о протекании реакций крекинга с образованием более легких углеводородов, помимо этого у полученного продукта снизилось значение ЦИ (на 2,9 пунктов).

Кроме того, облагораживание на цеолите позволило значительно улучшить низкотемпературные свойства топлива, так ПТФ продукта по сравнению с сырьем снизилась на 42 $^\circ\text{C}$, температура застывания снизилась более чем на 54 $^\circ\text{C}$, а температура помутнения более чем на 66 $^\circ\text{C}$.

Из результатов, представленных в Таблице 2, следует, что полученный продукт по всем характеристикам соответствует требованиям [3], предъявляемым к марке дизельного топлива 3 (зимнее), а по низкотемпературным свойствам марке А (арктическое).

Важно отметить, что использование цеолитного катализатора снижает содержание серы в продукте, однако не позволяет достичь значений для соответствия требованиям [4], поэтому для полученного продукта требуется дополнительно проводить гидроочистку.

Таким образом, из полученных результатов можно заключить, что облагораживание дизельных топлив на цеолитном катализаторе является эффективным и перспективным процессом, позволяющим значительно улучшить низкотемпературные свойства продукта.

Литература

1. Алтынов А.А., Богданов И.А., Белинская Н.С., Попок Е.В., Киргина М.В. Производство автомобильных бензинов с использованием стабильного газового конденсата и продуктов процесса «Цеоформинг» в качестве смесевых компонентов // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2019. – № 2. – С. 217-242.
2. Восмериков А.А., Восмерикова Л.Н., Данилова И.Г., Восмериков А.В. Получение ароматических углеводородов из С3, С4-алканов на цеолитных катализаторах // Журнал Сибирского федерального университета. Серия: Химия. – 2019. – Т. 12. – № 1. – С. 144-154.
3. ГОСТ 305-2013 «Топливо дизельное. Технические условия» [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru>. – Дата обращения: 20.12.2019 г.
4. Технический регламент таможенного союза ТР ТС 013/2011 «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту». [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru> – Дата обращения 20.12.2019 г.
5. Трапезникова Е.Ф., Смольникова Т.В., Хафизова С.Р., Николаева Т.В., Нурисламова Р.Р. Перспектива применения цеолитсодержащих катализаторов в процессе алкилирования // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2018. – № 4. – С. 117-143.
6. Шавалеев Д.А., Павлов М.Л., Басимова Р.А., Фаттахов М.М. Синтез и исследование физико-химических и каталитических свойств катализаторов на основе цеолита HZSM-5 // Башкирский химический журнал. – 2019. – Т. 26. – № 3. – С. 22-25.

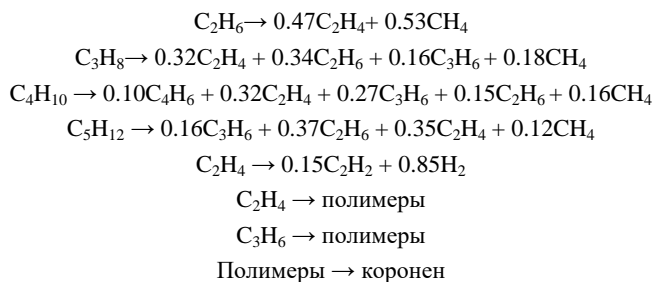
МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ПИРОЛИЗА

А.А. Бунаев, И.О. Долганова, И.М. Долганов, Э.Д. Иванчина, М.Н. Чернышов, М.Ю. Межова
 Научный руководитель - к.т.н., научный сотрудник Долганова И.О.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Для широкого спектра процессов используемых в нефтехимической отрасли пиролиз углеводородов является одним из основных крупнотоннажных процессов, формирующих их сырьевую базу. На сегодняшний день разработки направленные на усовершенствование проведения процесса пиролиза ведутся в двух основных направлениях [2]. Во-первых, проводится модернизация самой технологии пиролиза – проводится техническое перевооружение существующих установок и проектирование новых с использованием новых разработок. Во-вторых, создаются математические модели для поиска оптимальных режимов ведения процесса. При этом наибольший интерес вызывает создание детерминированных моделей, поскольку они позволяют провести многосторонний анализ процесса, что поможет сформировать определенную стратегию оптимизации [4].

Анализ процесса пиролиза углеводородного сырья был выполнен с помощью кинетической модели, предложенной Жоровым Ю., Васильевой Н.И. и Панченковым Г.М [3]. Таким образом, модель кинетики процесса пиролиза состоит из 8 реакций, приведенных ниже, в которых задействованы 12 компонентов.



Несмотря на то, что полученная модель основывается на достаточно упрощенной схеме реакций, она, тем не менее, дает возможность получить расчётные данные по концентрациям основных компонентов рассматриваемой углеводородной смеси в широком диапазоне температур.

Соответственно, математическая модель кинетики пиролиза включает в себя, во-первых, систему из 7 экспоненциальных алгебраических уравнений для расчета констант скоростей соответствующих реакций [5]:

$$K_j = K_{0j} \cdot P_0 \cdot \exp\left(\frac{-E_j}{RT}\right), j \in \{1, \dots, 7\},$$

где K_j – константа скорости реакции j , c^{-1} , K_j – предэкспоненциальный множитель, c^{-1} , P_0 – давление процесса, атм, E_j – энергия активации реакции j , Дж/моль, T – температура процесса, °К.

**СЕКЦИЯ 12. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2 – ХИМИЧЕСКАЯ ТЕХНОЛОГИЯ
ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ.**

Во-вторых, еще 11 уравнений являются дифференциальными и необходимы для описания изменений концентраций каждого компонента смеси углеводородов в ходе процесса пиролиза [5]:

$$\frac{dC_k}{d\tau} = \sum a_{i,j} \cdot K_j \cdot C_i$$

где C_i, C_k – концентрация компонента i, k , моль/л, τ – время контакта, $a_{i,j}$ – стехиометрический коэффициент компонента i в реакции j . Полученная система уравнений решается методом Рунге-Кутты первого порядка согласно алгоритму, приведенному на рисунке 1, который реализован средствами Python3.



Рис.1. Алгоритм работы математической модели пиролиза

Как можно заметить из предложенного алгоритма в работе модели учитывается нестационарность процесса – каждый раз при прохождении вложенного цикла перебирающего время контакта, которое, в свою очередь, необходимо для описания поведения углеводородной смеси вдоль трубки змеевика реактора пиролиза, итератор астрономического времени увеличивает свое значение. Учет астрономического времени необходим затем, что он позволяет расширить модель и добавить к ней расчет концентрации кокса по формуле ниже и, соответственно, толщину его отложений на стенках труб реактора [1].

$$\frac{dC_{\text{коронена}}}{d\tau} = K_8 C_{\text{коронена}} - \exp(0,023 \cdot C_{\text{коронена}} - 1) \cdot G^{0,8} \cdot (D - 2 \cdot \delta)^{-1,8}$$

где G – массовый расход сырья, кг/с, D – диаметр трубки, мм, δ – толщина отложений коронена, мм.

Работа полученной таким образом модели пиролиза была протестирована с помощью набора входных данных о пропан-бутановой фракции представленных в таблице 1.

Таблица 1

Входные данные о пропан-бутановой фракции для модели

| Состав углеводородной смеси, % масс. | | | | | | | Температура, °K |
|--------------------------------------|------|--------|--------|----------|-------|----------|-----------------|
| Метан | Этан | Этилен | Пропан | Пропилен | Бутан | Бутадиен | |
| 10,1 | 9,6 | 17,2 | 18,2 | 11,5 | 30,4 | 3 | 825 |

В результате работы модели в течении 6 дней (6 проходов внешнего цикла) были получены расчеты, описывающие накопление слоя коронена на стенках труб реактора пиролиза, представленные на рисунке 2.

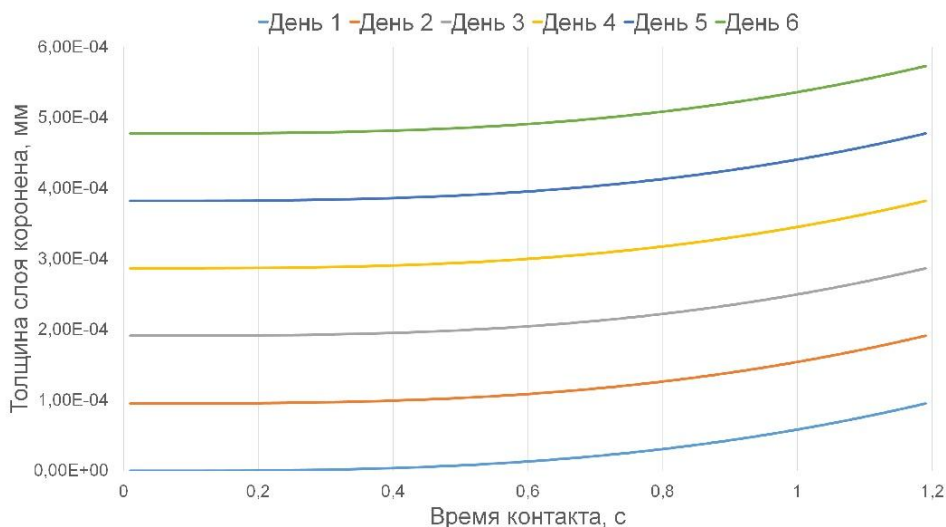


Рис.2. Рост слоя коронены на стенках трубки в течение 6 дней

Таким образом, был получен прототип модели процесса пиролиза. Дальнейший ход работы заключается в масштабировании схемы превращений— предлагается увеличить количество рассматриваемых веществ и, соответственно, реакций с их участием. Затем необходимо также составить помимо кинетической гидродинамическую, энергетическую и тепловую модели процесса. Другим важным аспектом в ходе разработки является получение соответствующих данных от действующего производства. И, наконец, требуется создание графической оболочки для разрабатываемой модели для реализации ее в качестве программного обеспечения.

Литература

1. Fernandez-Baujín J. M., Solomon S. M. New reactor design offers benefits//Oil Gas J. – 1976. – V. 74. – P. 94-95.
2. Битюков В.К., Тихомиров С.Г., Арапов Д.В., Саввин С.С. Моделирование процесса пиролиза прямогонного бензина с использованием генетического алгоритма//Вестник Воронежского государственного университета инженерных технологий. – Воронеж, 2015. – №3. – С. 79 – 84
3. Моделирование физико-химических процессов нефтепереработки и нефтехимии / Под ред. Ю.М. Жорова – М.: Химия, 1978. – 376 с.
4. Малецкий В. Ю., Долганов И. М., Долганова И. О. Математическое моделирование процесса компаундирования бензинов с использованием компьютерной моделирующей системы Comrounding // Химия и химическая технология в XXI веке: материалы XX Международной научно-практической конференции имени профессора Л. П. Кулёва студентов и молодых ученых, 20–23 мая 2019 г., г. Томск. — Томск, 2019. — С. 380-381.
5. Самедов Ф.А., Морозов А.Ю., Самойлов Н.А., Просочкина Т.Р. Математическое моделирование нестационарного процесса пиролиза углеводородов//Нефтехимия. – Москва, 2019. – № 2. – С. 143 – 151.

ОЦЕНКА ТЕРМОДИНАМИЧЕСКОЙ ВЕРОЯТНОСТИ ПРЕВРАЩЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ СТАБИЛЬНОГО ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА В ПРОЦЕССЕ ЦЕОФОРМИНГ

Р.А. Быков, В.В. Быкова

Научный руководитель - доцент М.В. Киргина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Важнейшим процессом получения высокооктановых бензинов на большинстве нефтеперерабатывающих заводов является риформинг. Но алюмоплатиновый катализатор, используемый в данном процессе, является весьма чувствительным к азотсодержащим и сернистым соединениям, в связи с чем необходима предварительная подготовка сырья, что приводит к дополнительным капитальным и эксплуатационным затратам. Перспективной альтернативой риформингу может служить процесс каталитической переработки стабильного газового конденсата (СГК) на цеолитных катализаторах, которые отличаются селективностью действия, стабильностью, высокой стойкостью к сернистым соединениям и повышенной активностью [3]. Кроме этого, данный процесс не требует использования водородсодержащего газа и позволяет перерабатывать сырье, имеющее температуру выкипания 120-250 °С, в автомобильные бензины, не используя при этом компаундирование и антидетонаторы. Конечно, цеолитные катализаторы имеют и отрицательные стороны, например, высокую крекирующую способность и сравнительно быстро дезактивируются, но подбор оптимальных технологических параметров позволит учесть эти особенности, а математическая модель упростит переход на промышленные масштабы.

Первой стадией создания математической модели химико-технологического процесса является разработка формализованной схемы превращения веществ на основе данных термодинамического анализа протекающих реакций. Значения термодинамических свойств молекул при стандартных условиях можно найти в различных

**СЕКЦИЯ 12. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2 – ХИМИЧЕСКАЯ ТЕХНОЛОГИЯ
ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ.**

справочниках. Но промышленные процессы переработки углеводородного сырья протекают в условиях, отличных от стандартных. В связи с этим возникает необходимость применения квантово-химических методов расчета для нахождения термодинамических свойств молекул. Таким образом, целью данной работы является проведение термодинамического анализа превращений СГК при технологических параметрах реализации процесса цеоформинга.

Для достижения поставленной цели были проанализированы хроматограммы СГК и продуктов его переработки на цеолите при температуре 375 °С, давлении 2,5 МПа, объемной скорости подачи сырья 2 °ч⁻¹ [1]. В результате анализа хроматограмм были составлены списки веществ, содержание которых в сырье и продуктах превышает 1 % мас. Полученный список для сырья включает в себя 19 веществ, в т.ч. 11 парафинов, 1 олефин, 7 нафтенов; для продуктов включает в себя 34 вещества, в т.ч. 18 парафинов, 4 олефина, 6 нафтенов, 6 ароматических углеводородов. Далее, для выбранных углеводородов, был составлен перечень теоретически возможных реакций превращения сырья в продукты. Основываясь на представлениях о механизме превращения углеводородов на цеолитных катализаторах, были рассмотрены следующие типы реакций: циклизация, гидрирование, изомеризация, крекинг, дегидрирование.

На следующем этапе исследования с помощью программного пакета «Gaussian» [2] был осуществлен расчет энтальпии и энтропии теоретически возможных реакций, протекающих на цеолитном катализаторе. На основании полученных значений были рассчитаны энергии Гиббса реакций. Результаты расчета термодинамических параметров для некоторых реакций представлены в Таблице 1.

Таблица 1

Результаты расчёта термодинамических параметров для некоторых реакций

| № | Реакции | ΔH , кДж/моль | ΔS , Дж/(моль·°К) | ΔG , кДж/моль |
|----------------|--|-----------------------|---------------------------|-----------------------|
| Дегидрирование | | | | |
| 1.1 | 2-метилпентан = метилциклопентан + H ₂ | 72,902 | 79,593 | 21,325 |
| 1.2 | 3-метилпентан = метилциклопентан + H ₂ | 69,322 | 77,645 | 19,0156 |
| 1.3 | н-гексан = циклогексан + H ₂ | 52,0851 | 40,995 | 25,520 |
| 1.3 | н-гексан = бензол + 3H ₂ | 3329,784 | 252,523 | 3166,149 |
| Крекинг | | | | |
| 2.1 | н-гексан = пропен + пропан | 82,776 | 145,988 | -11,825 |
| 2.2 | н-гексан = бутан + этен | 95,544 | 131,838 | 10,113 |
| 2.3 | 1,2-диметилциклопентан = метиленициклопентан + CH ₄ | 70,814 | -1272,0577 | 895,107 |
| 2.4 | 1,2-диметилциклопентан = циклопентан + этен | 105,0869 | 125,742 | 23,606 |
| 2.5 | 1,3-диметилциклопентан = метиленициклопентан + CH ₄ | 70,814 | 360,897 | -163,048 |
| 2.6 | 1,3-диметилциклопентан = циклопентан + этен | 105,0869 | 1758,697 | -1034,555 |
| Изомеризация | | | | |
| 3.1 | 2-метилпентан = 3-метилпентан | 3,572 | 1,948 | 2,31 |
| 3.2 | н-гексан = 2-метилпентан | -1,797 | 2,062 | -3,133 |

Как можно видеть из данных представленных в Таблице 1, ни одна из представленных реакций дегидрирования не протекает ($\Delta G > 0$); тогда как протекание части реакции крекинга является термодинамически возможным (реакции №№ 2.1, 2.5, 2.6), причем наблюдаются достаточно большие по модулю значения энергии Гиббса (реакции №№ 2.5, 2.6). Согласно результатам расчета энергии Гиббса, протекание представленных реакции изомеризации маловероятно – значения энергии Гиббса либо положительные, либо достаточно малы по модулю.

Литература

- Алтынов А.А., Богданов И., Белинская Н.С., Попок Е.В., Киргина М.В. Производство автомобильных бензинов с использованием стабильного газового конденсата и продуктов процесса «Цеоформинг» в качестве смесевых компонентов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2019 – № 2. – С. 217-242.
- Бутырская Е.В. Компьютерная химия: основы теории и работа с программами Gaussian и Gauss view. – М.: СОЛОН-ПРЕСС, 2011. – 244 с.: ил.
- Степанов В.Г., Ионе К.Г. Цеоформинг – перспективный процесс производства неэтилированных автомобильных бензинов. Химия и технология топлив и масел, 2000. – № 1. – С. 8-12.

**ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НА ПРОЦЕСС
КАТАЛИТИЧЕСКОЙ ДЕПАРАФИНИЗАЦИИ ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ ДИЗЕЛЬНЫХ ТОПЛИВ**

В.В. Быкова

Научный руководитель - доцент Н.С. Белинская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Актуальность исследования заключается в том, что российский арктический регион превышает 30 % территории страны. Колоссальные минерально-сырьевые и водные ресурсы обусловили существенное значение для экономики Российской Федерации. В связи с этим важной задачей на сегодняшний день является выявление потенциальных запасов углеводородов в российском секторе Арктики. Для этого необходимо проводить исследования непосредственно в зоне низких температур.

В связи с этим возникла потребность в преумножении количества производимого зимнего и арктического дизельного топлива с улучшенными свойствами, определяющими возможность использования топлива при неблагоприятных температурных условиях [1].

На основании вышесказанного была поставлена цель исследовать процесс каталитической депарафинизации в ходе которого осуществляется производство зимнего и арктического дизельного топлива.

Задачи включают исследование эффекта изменения технологических параметров на процесс каталитической депарафинизации и оптимизация технологического режима в зависимости от исходных характеристик сырья и активности катализатора.

Процесс каталитической депарафинизации – это многофункциональный каталитический процесс переработки нефти, целью проведения которого является избирательная очистка от н-алканов. Основными реакциями процесса депарафинизации являются: гидрокрекинг молекул н-алканов $C_{17}-C_{27}$ и изомеризацию н-алканов C_5-C_{16} . Эти превращения имеют наиболее значимыми, поскольку молекулы н-алканов обладают положительными значениями температуры застывания, что недопустимо для дизельного топлива высокого качества. Продуктами процесса являются низкокипящие н-алканы $C_{10}-C_{13}$, изоалканы, а также моноциклические ароматические углеводороды.

При помощи компьютерной моделирующей системы [2] были проведены расчеты, выполнен анализ полученных данных.

При исследовании эффекта увеличения температуры была выявлена зависимость: увеличивая температуру процесса, содержание н-алканов в дизельном топливе уменьшается, поскольку скорость процесса увеличивается и большее количество н-алканов подвергаются превращению. Предельная температура фильтруемости также уменьшается, что продиктовано прямой зависимостью между содержанием н-алканов в сырье и предельной температурой фильтруемости.

Из вышесказанного следует, что при увеличении температуры, улучшаются низкотемпературные свойства продукта, но при этом его снижается. Причиной этому является то, что при более высокой температуре большее количество н-алканов изменяются в короткоцепочные алканы бензиновой фракции, а также протекают реакции крекинга с образованием углеводородной бензиновой фракции и газа.

С увеличением температуры выкипания в разных фракциях сырья содержание н-алканов снижается. Так как количество н-алканов в продукте снижается, то предельная температура фильтруемости продукта будет снижаться, поскольку наблюдается прямо пропорциональная зависимость с содержанием н-алканов. При увеличении температуры выкипания снижается выход продукта.

С ростом объема переработанного сырья активность катализатора снижается, поскольку количество кокса на катализаторе увеличивается. При уменьшении активности катализатора количество н-алканов в продукте возрастает, так как происходит дезактивация активных центров катализатора, вследствие чего целевая реакция крекинга н-алканов протекает менее выражено. Это позволяет сделать вывод, что предельная температура фильтруемости получаемого продукта будет возрастать.

Проведена оптимизация процесса в зависимости от состава сырья и активности катализатора. Как показали расчёты, оптимальная температура процесса депарафинизации для получения топлива с предельной температурой фильтруемости, требуемой по ГОСТ 32511-2013 варьируется в достаточно широком диапазоне в зависимости от исходных характеристик сырья. При снижении активности катализатора увеличивается температура проведения процесса депарафинизации, следовательно, для получения дизельного топлива с требуемой предельной температурой фильтруемости при меньшей активности катализатора необходимо увеличить температуру процесса депарафинизации.

При исследовании процесса получения зимнего и арктического дизельного топлива было изучено влияние температуры, активности катализатора и состава сырья на данный процесс. Полученная информация позволяет нам подобрать оптимальные технологические параметры для переработки дизельной фракции для получения требуемых характеристик.

СЕКЦИЯ 12. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2 – ХИМИЧЕСКАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ.

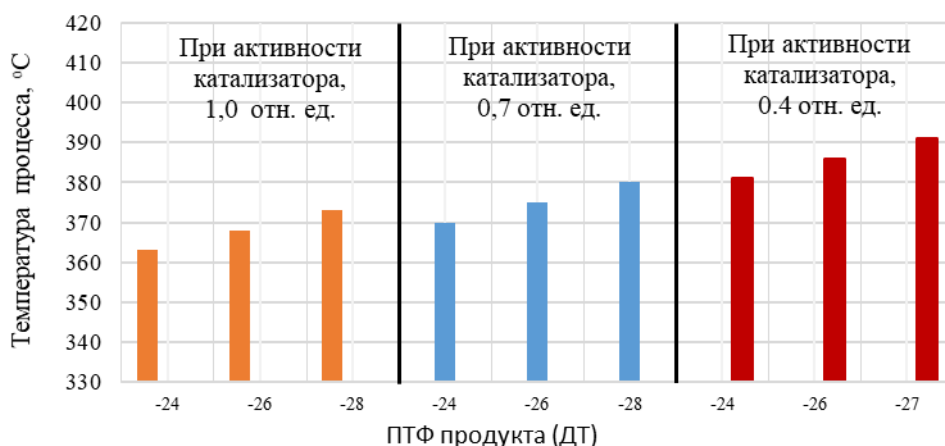


Рис. 1 Зависимость предельной температуры фильтруемости от температуры процесса для сырья-1

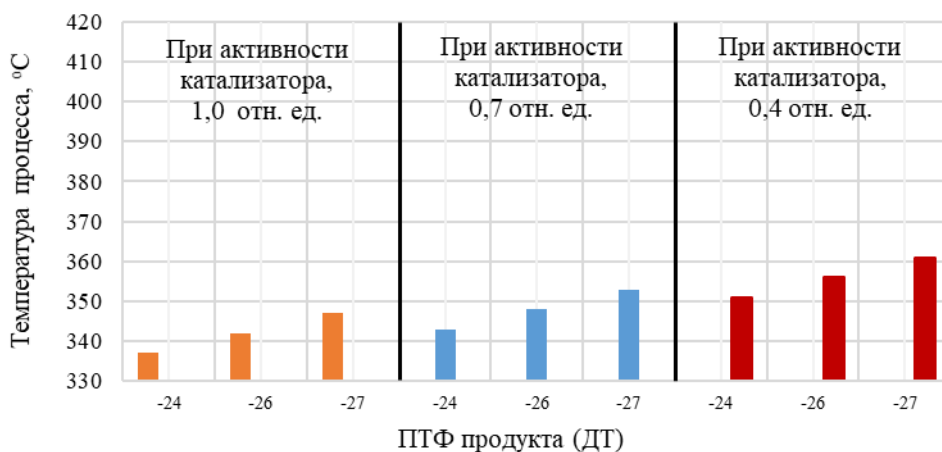


Рис. 2 Зависимость предельной температуры фильтруемости от температуры процесса для сырья-3

Литература

1. Агаев С. Г., Глазунов А.М. Улучшение низкотемпературных свойств дизельных топлив: монография. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2009. – 145 с.
2. Белинская Н. С., Иванчина Э.Д., Долганов И.М., Белозецова Н.Е. Компьютерная моделирующая система процесса каталитической депарафинизации дизельных топлив // Ползуновский вестник. – 2019. - №3. – с.99-106.
3. Иванчина Э.Д., Белинская Н.С., Францина Е.В., Луценко А.С., Аверьнова Е.В. Влияние кратности циркуляции водородсодержащего газа на активность катализатора депарафинизации // Технологии нефти и газа. – 2018. - №2 (115).- С. 8-12.

ВЛИЯНИЕ РАСХОДА ЛИНЕЙНОГО АЛКИЛБЕНЗОЛА В ПЛЕНОЧНОМ РЕАКТОРЕ СУЛЬФИРОВАНИЯ НА СКОРОСТЬ ОБРАЗОВАНИЯ ПОБОЧНЫХ ПРОДУКТОВ

И.М. Долганов, А.А. Солопова, И.О. Долганова

Научный руководитель – научный сотрудник И.О. Долганова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Алкилбензолсульфокислоты применяются в качестве ключевого компонента при производстве бытовых и промышленных поверхностно-активных веществ. В нефтяной промышленности поверхностно-активные вещества имеют разнообразное применение.

Использование существующих моделирующих систем для прогнозирования и оптимизации процесса сульфирования линейного алкилбензола серным ангидридом невозможно ввиду его специфичности. Разработка математической модели процесса сульфирования в многотрубном пленочном реакторе позволяет оценивать влияние конструкционных и технологических параметров на выход и качество получаемой продукции.

Целью настоящей работы является исследование влияния конструкции многотрубного реактора сульфирования и линейного алкилбензола, подаваемого в реактор на концентрацию целевого и побочного продуктов с применением метода математического моделирования.

На рисунке 1 приведена формализованная схема превращений в процессе сульфирования линейного алкилбензола триоксидом серы.

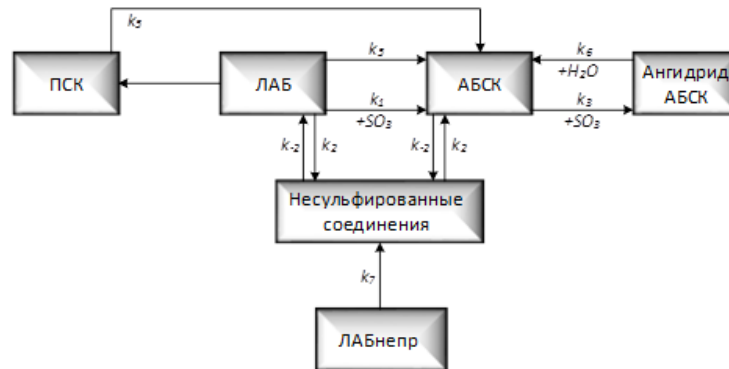


Рис. 1 Схема превращений веществ в процессе сульфирования ЛАБ

Здесь: ЛАБ – линейный алкилбензол с углеводородным радикалом $C_{10} - C_{13}$; АБСК – алкилбензолсульфокислота с углеводородным радикалом $C_{10} - C_{13}$; ПСК – пиросульфокислота; ангидрид АБСК – ангидрид сульфоновой кислоты; ЛАБнепр – остаточный линейный алкилбензол с углеводородным радикалом $C_{10} - C_{13}$; несульфированные соединения – сульфоны и тетралины.

Разработанная математическая модель позволяет количественно оценить скорости превращения углеводородов в зависимости от исходных параметров в системе при допущении о режиме идеального вытеснения. Константы скоростей химических реакций определены решением обратной кинетической задачи. Предложенная модель реактора сульфирования может быть описана следующим образом:

$$\left\{ \begin{aligned} G \frac{\partial C_{\text{ЛАБ}}}{\partial Z} + G \frac{\partial C_{\text{ЛАБ}}}{\partial V} &= -k_1 a_1 C_{\text{ЛАБ}} C_{\text{SO}_3} - k_5 a_5 C_{\text{ПСК}} C_{\text{ЛАБ}} - k_4 a_4 C_{\text{ЛАБ}} C_{\text{SO}_3} - k_2 a_2 C_{\text{АБСК}} C_{\text{ЛАБ}} + k_{-2} a_{-2} C_{\text{несульф}} C_{\text{H}_2\text{O}} \\ G \frac{\partial C_{\text{АБСК}}}{\partial Z} + G \frac{\partial C_{\text{АБСК}}}{\partial V} &= k_1 a_1 C_{\text{ЛАБ}} C_{\text{SO}_3} + k_5 a_5 C_{\text{ЛАБ}} C_{\text{ПСК}} - k_3 a_3 C_{\text{АБСК}} C_{\text{SO}_3} + \\ &+ k_6 a_6 C_{\text{ангАБСК}} C_{\text{H}_2\text{O}} - k_2 a_2 C_{\text{ЛАБ}} C_{\text{АБСК}} + k_{-2} a_{-2} C_{\text{несульф}} C_{\text{H}_2\text{O}} \\ G \frac{\partial C_{\text{ПСК}}}{\partial Z} + G \frac{\partial C_{\text{ПСК}}}{\partial V} &= k_4 a_4 C_{\text{ЛАБ}} C_{\text{SO}_3} - k_5 a_5 C_{\text{ПСК}} C_{\text{ЛАБ}} \\ G \frac{\partial C_{\text{ангАБСК}}}{\partial Z} + G \frac{\partial C_{\text{ангАБСК}}}{\partial V} &= k_3 a_3 C_{\text{АБСК}} C_{\text{SO}_3} - k_6 a_6 C_{\text{ангАБСК}} C_{\text{H}_2\text{O}} \\ G \frac{\partial C_{\text{несульф}}}{\partial Z} + G \frac{\partial C_{\text{несульф}}}{\partial V} &= k_2 a_2 C_{\text{ЛАБ}} C_{\text{АБСК}} - k_{-2} a_{-2} C_{\text{несульф}} C_{\text{H}_2\text{O}} + k_7 a_7 C_{\text{ЛАБнепр}} C_{\text{SO}_3} \\ G \frac{\partial C_{\text{ЛАБнепр}}}{\partial Z} + G \frac{\partial C_{\text{ЛАБнепр}}}{\partial V} &= -k_7 a_7 C_{\text{ЛАБнепр}} C_{\text{SO}_3} \\ G \frac{\partial T}{\partial Z} + G \frac{\partial T}{\partial V} &= \frac{1}{C_p} (Q_1 k_1 a_1 C_{\text{ЛАБ}} C_{\text{SO}_3} + Q_2 k_2 a_2 C_{\text{ЛАБ}} C_{\text{АБСК}} + Q_{-2} k_{-2} a_{-2} C_{\text{несульф}} C_{\text{H}_2\text{O}} + Q_3 k_3 a_3 C_{\text{АБСК}} C_{\text{SO}_3} + \\ &+ Q_4 k_4 a_4 C_{\text{ЛАБ}} C_{\text{SO}_3} + Q_5 k_5 a_5 C_{\text{ПСК}} C_{\text{ЛАБ}} + Q_6 k_6 a_6 C_{\text{ангАБСК}} C_{\text{H}_2\text{O}} + Q_7 k_7 a_7 C_{\text{ЛАБнепр}} C_{\text{SO}_3}) \end{aligned} \right.$$

$Z = 0, C_i = C_i^{\text{in}}, T = T^{\text{in}}; V = 0, C_i = C_i^{\text{in}}, T = T^{\text{in}};$

Активность реакционной смеси определяется как $a_j = e^{-\alpha C_{v.c.}}$. При $Z = 0, C_{v.c.} = 0, \alpha = 1, a_j = 1.$

**СЕКЦИЯ 12. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2 – ХИМИЧЕСКАЯ ТЕХНОЛОГИЯ
ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ.**

Образование и накопление побочных продуктов – сульфонов и тетралинов приводит к закупориванию трубок реактора, вследствие чего ухудшается качество получаемой продукции. Для удаления вязких компонентов производится промывка реактора водой [1].

Коэффициент массоотдачи определяет интенсивность процесса переноса вещества внутри пленки и зависит от значения критерия Рейнольдса пленки жидкости и скорости газа: $\beta_{ж} = 0,55 \cdot 10^{-6} \text{Re}_{пл}^{1/3} w_{г}^{3/2}$ [2].

Для исследования влияния конструкции реактора и расхода линейного алкилбензола на выход целевого продукта и динамику накопления высоковязкого компонента, производился расчет по трем межпромывочным циклам при варьировании диаметра и количества трубок в реакторе. В таблице 1 приведены результаты расчетов на модели при оптимизации по конструкции.

Таблица 1

Оптимизация по конструкции реактора

| | | | | | | |
|--|-------|------|------|------|------|------|
| Количество трубок | 120 | 100 | 80 | 60 | 40 | 20 |
| Диаметр трубки, мм | 25 | 27 | 31 | 35 | 43 | 61 |
| Объем трубного пространства, м³ | 0,353 | | | | | |
| Время контакта, сек | 27 | 26 | 24 | 22 | 19 | 15 |
| Коэффициент массоотдачи, м/с·10² | 1,73 | 1,79 | 1,85 | 1,95 | 2,08 | 2,34 |

Уменьшение количества трубок с увеличением их диаметра при постоянном расходе 3500 кг/ч, приводит к снижению времени контакта и как следствие увеличению коэффициента массоотдачи, что позволяет увеличить продолжительность межпромывочного цикла до 45 % (табл. 3).

Однако изменение конструкции реактора трудоемкий и дорогостоящий процесс. Снизить время контакта возможно так же путем увеличения расхода линейного алкилбензола, подаваемого в реактор при прежней конструкции реактора n=120, d=25 мм. В таблице 2 приведены результаты расчетов на модели при оптимизации по расходу линейного алкилбензола.

Таблица 2

Оптимизация по расходу

| | | | | | | |
|--|------|------|------|------|------|------|
| Массовый расход ЛАБ, кг/час | 3500 | 4000 | 4500 | 5000 | 5500 | 6000 |
| Время контакта, сек | 27 | 25 | 23 | 22 | 20 | 19 |
| Коэффициент массоотдачи, м/с·10² | 1,73 | 2,21 | 2,75 | 3,33 | 3,97 | 4,66 |

Увеличение расхода ЛАБ при прежней конструкции приводит к снижению времени контакта и как следствие увеличению коэффициента массоотдачи, что позволяет увеличить продолжительность межпромывочного цикла. Однако максимально допустимый расход составляет 4500 кг/ч, такое значение позволяет увеличить длительность межпромывочных циклов до 25 % (табл. 3).

Таблица 3

Увеличение длительности межпромывочных циклов при оптимизации

| Цикл | Продолжительность цикла, дней | | |
|--------------------------------|--------------------------------------|---|--|
| | Без оптимизации | Оптимизация по конструкции (G = 3500 кг/час n = 40, d = 43 мм) | Оптимизация по расходу (G = 4500 кг/час n = 120, d = 25 мм) |
| 23.01.2019 - 08.02.2019 | 16 | 23 (+43,7 %) | 20 (+25,0 %) |
| 17.10.2019 - 03.11.2019 | 18 | 25 (+38,9 %) | 21 (+16,7 %) |
| 17.11.2019 - 09.12.2019 | 22 | 32 (+45,5 %) | 26 (+18,2 %) |

Таким образом, можно сделать вывод, что уменьшение количества трубок в реакторе, как и увеличение расхода сырья, подаваемого в реактор, ведет к увеличению коэффициента массоотдачи, вследствие чего снижается концентрация высоковязкого компонента, что позволяет увеличивать продолжительность межпромывочных циклов.

Работа выполнена при поддержке гранта Президента Российской Федерации для государственной поддержки молодых российских ученых № МК-163.2020.3.

Литература

1. Dolganova I.O., Dolganov I.M., Ivanchina E.D., Ivashkina E.N. Alkylaromatics in Detergents Manufacture: Modeling and Optimizing Linear AlkylbenzeneSulfonation / Journal of Surfactants and Detergents. – 2018 – Vol. 21 – №. 1. – pp. 175-184.
2. Газожидкостные реакторы / Соколов В. Н., Долманский И. В. – Л.: «Машиностроение», 1976. – 216 с.

ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ РЕАКЦИЙ ПРЕВРАЩЕНИЯ СЕРО- И АЗОТСОДЕРЖАЩИХ СОЕДИНЕНИЙ В ПРОЦЕССЕ ГИДРООЧИСТКИ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА

Е. Р. Кислицкая

Научный руководитель - доцент Н.И. Кривцова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Гидроочисткой является каталитический процесс, который проводится при повышенном давлении и температуре под действием водорода, для получения нефтяных дистиллятов с пониженным содержанием серо-, азот- и кислородосодержащих соединений. В частности, данный процесс позволяет снизить коррозионную агрессивность топлив и их склонность к образованию осадков, а также уменьшить количество токсичных газовых выбросов в окружающую среду. Данный процесс позволяет защитить катализаторы, которые в дальнейшем используются в различных процессах, от отравления неуглеводородными соединениями. В результате повышается выход и качество сырья и значительно сокращается загрязнение атмосферы оксидами серы [1].

Цель работы – расчет и анализ термодинамических параметров реакций превращения серо- и азотсодержащих соединений в процессе гидроочистки дизельного топлива с помощью квантово-химических методов расчета.

Расчет термодинамических параметров реакций превращения серо- и азотсодержащих соединений, таких как энтальпия, энергия Гиббса и энтропия был рассчитан при $T = 400\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $P = 2\text{ МПа}$. Изучение влияния местоположения радикала в молекулах бензотиофена и индола проводили при $T = 360\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $P = 3,5\text{ МПа}$. Все квантово-химические расчеты проведены на программном комплексе GAUSSIAN.

Таблица 1

Расчет термодинамических параметров для типичных представителей серосодержащих соединений, при $T = 400\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $P = 2\text{ МПа}$

| Название соединения | ΔH , кДж/моль | ΔG , кДж/моль | ΔS , Дж/(моль · К) |
|---------------------|-----------------------|-----------------------|----------------------------|
| Тиофен | -331,01 | -153,33 | -264,21 |
| Бензотиофен | -199,86 | -148,69 | -154,23 |
| Дибензотиофен | -69,44 | -19,21 | -74,61 |
| Сульфид | -113,02 | -159,32 | -39,24 |

Термодинамический анализ реакций гидрирования серосодержащих соединений показал, что реакционная способность сернистых соединений в реакциях гидрирования уменьшается в ряду: сульфид > тиофен > бензотиофен > дибензотиофен, что также соответствует увеличению их стабильности и подтверждается литературными данными [2].

Таблица 2

Расчет термодинамических параметров для типичных представителей азотсодержащих соединений, при $T = 400\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $P = 2\text{ МПа}$

| Название соединения | ΔH , кДж/моль | ΔG , кДж/моль | ΔS , Дж/(моль · К) |
|---------------------|-----------------------|-----------------------|----------------------------|
| Пиридин | -332,14 | -74,77 | -382,80 |
| Хинолин | -229,28 | -62,84 | -247,55 |
| Изохинолин | -241,17 | -72,62 | -250,69 |
| Пиррол | -284,83 | -107,24 | -264,15 |
| Идол | -159,56 | -56,08 | -156,10 |

Термодинамический анализ реакций гидрирования азотсодержащих соединений показал, что реакционная способность азотистых соединений увеличивается в ряду: индол < хинолин < изохинолин < пиридин < пиррол, что также соответствует уменьшению их стабильности.

Отрицательное значение энтальпии свидетельствует о том, что все реакции гидрирования серо- и азотсодержащих соединений, в процессе гидроочистки дизельного топлива, экзотермические.

Изменение Энергии Гиббса в ходе химической реакции позволяет судить о возможности ее протекания. Все выше представленные превращения серо- и азотсодержащих веществ осуществляются при $\Delta G < 0$, следовательно, процесс является необратимым и самопроизвольным.

**СЕКЦИЯ 12. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2 – ХИМИЧЕСКАЯ ТЕХНОЛОГИЯ
ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ.**

Энтропия является мерой беспорядочности системы, Изменение ΔS системы в результате реакций уменьшалось (энтропия реакции отрицательная), то есть в ходе реакции объем системы будет уменьшаться.

Наличие и положение радикала в соединениях оказывает существенное воздействие на реакционную способность молекулы и ее стабильность, поэтому был проведен расчет термодинамических параметров для реакций с бензотиофеном и индолом, при $T = 360\text{ }^\circ\text{C}$ и $P = 3,5\text{ МПа}$ с различным положением метильного радикала. Данные классы были выбраны для анализа, так как они являются типичными представителями серо- и азотсодержащих соединений, присутствующих в дизельном топливе, и имеют похожую структуру молекулы, отличаются непосредственно гетероатомом.

Таблица 3

Расчет термодинамических параметров для бензотиофена при $T = 360\text{ }^\circ\text{C}$ и $P = 3,5\text{ МПа}$

| Название соединения | ΔH , кДж/моль | ΔG , кДж/моль | ΔS , Дж/(моль · К) |
|---------------------|-----------------------|-----------------------|----------------------------|
| Бензотиофен | -192,98 | -105,20 | -167,24 |
| 2-Метилбензотиофен | -182,19 | -88,84 | -158,42 |
| 3-Метилбензотиофен | -188,63 | -95,59 | -149,05 |
| 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 |

Таблица 4

Расчет термодинамических параметров для индола при $T = 360\text{ }^\circ\text{C}$ и $P = 3,5\text{ МПа}$

| Название соединения | ΔH , кДж/моль | ΔG , кДж/моль | ΔS , Дж/(моль · К) |
|---------------------|-----------------------|-----------------------|----------------------------|
| Индол | -158,44 | -68,10 | -142,86 |
| 2-Метилиндол | -140,52 | -44,23 | -152,27 |
| 3-Метилиндол | -150,82 | -56,42 | -151,22 |
| 4-Метилиндол | -150,05 | -55,58 | -149,39 |
| 5-Метилиндол | -160,16 | -77,03 | -131,46 |
| 6-Метилиндол | -159,10 | -74,48 | -133,82 |
| 7-Метилиндол | -156,76 | -77,16 | -125,87 |

Результаты расчета термодинамических параметров превращения метилбензотиофена и метилиндола показали что, чем ближе находится метильный радикал к гетероатому в молекуле, тем труднее происходит гидрогенолиз и тем устойчивее является соединение. Энергия Гиббса бензотиофена с различным положением метильного радикала изменяется от -88,84 до -108,22 кДж/моль, а ΔG индола, 2-метилиндола и его изомеров находится в пределах от -44,23 до -77,16 кДж/моль. В результате реакционная способность серосодержащих веществ выше по сравнению с азотсодержащими соединениями.

Полученные результаты расчетов превращения серо- и азотсодержащих соединений лягут в основу математической модели гидроочистки дизельного топлива.

Литература

1. Ахметов С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа / С.А. Ахметов. - Уфа: Изд-во Гилем, 2002. – 672с.
2. Солодова Н.Л. Получение низкозастывающих малосернистых дизельных топлив / Н.Л.Солодова, Е.Е. Хамзин, Е.А.Емельянычева. – Казань: Изд-во КНИТУ, 2014. – с.214-217.

ИССЛЕДОВАНИЕ СОВМЕСТНОЙ КОНВЕРСИИ МАСЕЛ И ТЯЖЕЛОГО НЕФТЯНОГО СЫРЬЯ

Д.Н. Логачева, К.Б. Кривцова

Научный руководитель - инженер К.Б. Кривцова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В связи с истощением запасов лёгкой нефти возникает вопрос о более глубоком вовлечении тяжелого сырья в процесс переработки. Увеличение выхода светлых нефтепродуктов из нефти можно достигнуть с помощью деструктивных процессов переработки. Таких как гидрокрекинг, каталитический и термический крекинг, воздействие на сырье внешних источников энергии разной природы и т.д. [1]. Основной проблемой глубокой переработки нефти является содержание в ней высокомолекулярных компонентов — смол и асфальтенов. Смолисто-асфальтовая часть в своем составе содержит металлы — каталитические яды. Также смолы и асфальтены склонны к коксообразованию, что в свою очередь затрудняет использование традиционных процессов переработки тяжелых остатков. В связи с этим в настоящее время наиболее актуальными становятся новые нетрадиционные методы переработки: использование плазмы, озонлиз, электромагнитное воздействие на реакционную смесь и использование биомасс [3].

Данная работа посвящена совместной конверсии тяжелого нефтяного сырья с отработанным растительным маслом. Основные преимущества данного сырья: низкая себестоимость, доступность, возобновляемость. Использование высокотемпературных процессов с последующим облагораживанием продуктов с помощью традиционных методов будет являться рациональным с точки зрения увеличения выхода светлых фракций.

В качестве объектов исследования были выбраны мазут и отработанное нерафинированное подсолнечное масло (НПМ) в количестве 2 % мас. на реакционную смесь. Выбор мазута в качестве объекта исследования связан с тем, что он содержит большое количество парафиновых углеводородов, из-за чего он не может быть использован для последующей переработки, а высокое содержание смол и большая вязкость затрудняют его применение в качестве топочного мазута.

Выбор НПМ обусловлен тем, что его компоненты обладают высокой реакционной способностью из-за наличия двойных связей в составе жирных кислот, которые могут блокировать реакции рекомбинации высокомолекулярных радикалов, которые получаются при разрушении смолисто-асфальтовых веществ [2]. Это позволяет снизить образование высокомолекулярных соединений (асфальтены, кокс).

Для того, чтобы иметь представления о продуктах превращения мазута, сначала проводили крекинг без добавления масла. Крекинг проводили в автоклаве объемом 12 см³, оснащённом термопарой, краном высокого давления и манометром. В автоклав загружали сырьё, продували аргонном (для исключения попадания кислорода воздуха) и герметично закрыли. Эксперимент проводили при температуре 450 °С, в течение 2 ч. После проведения термолитиза и охлаждения автоклава до 25 °С газообразные продукты собирались в пробоотборник, жидкие и твердые продукты помещались в бюкс. После проводили крекинг мазута с добавкой НПМ в количестве 2% от массы при тех же условиях. Затем, для газообразных продуктов проводился хроматографический анализ с помощью хроматографа Кристалл-5000. Результаты хроматографического анализа представлены в таблице 1.

Таблица 1

Состав газообразных продуктов

| Газ | Концентрация в образце после крекинга мазута тяжелой нефти, молярная доля | Концентрация в образце после крекинга мазута тяжелой нефти+ 2% мас. НПМ, молярная доля |
|----------------------------------|---|--|
| H ₂ | 8,837 | 2,526 |
| CH ₄ | 49,730 | 63,965 |
| CO ₂ | 2,064 | 5,193 |
| C ₂ H ₄ | 0,188 | 0,048 |
| C ₂ H ₆ | 13,992 | 22,412 |
| C ₃ H ₆ | 0,000 | 0,001 |
| C ₃ H ₈ | 5,512 | 15,180 |
| i-C ₄ H ₁₀ | 0,747 | 1,945 |
| C ₄ H ₈ | 0,000 | 0,000 |
| n-C ₄ H ₁₀ | 1,158 | 4,221 |
| C ₅ H ₁₀ | 0,012 | 0,001 |
| i-C ₅ H ₁₂ | 0,321 | 0,842 |
| n-C ₅ H ₁₂ | 0,224 | 0,882 |

Из данных хроматографического анализа видно, что увеличивается выход CO и CO₂, алканов и алкенов C₁-C₄. Образование оксидов углерода связано с разложением НРМ в ходе процесса крекинга, а также разрушением смолисто-асфальтовых веществ.

Состав жидких продуктов крекинга определяли с помощью вещественного анализа по ГОСТ 11858-66, используя в качестве растворителей гексан, хлороформ и смесь этил: бензол (1:1). Продукты термолитиза выгружали из реактора, затем смолы, асфальтены и масла разделяли в аппарате Соклета. Результаты анализа жидких продуктов после проведения крекинга для мазута тяжелой нефти и мазута тяжелой нефти +2% НПМ можно увидеть в таблице 2.

**СЕКЦИЯ 12. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2 – ХИМИЧЕСКАЯ ТЕХНОЛОГИЯ
ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ.**

Таблица 2

Вещественный анализ

| Компонент | Мазут тяжелой нефти | | Мазут тяжелой нефти +2% НПМ | |
|------------|---------------------|--------|-----------------------------|--------|
| | т, г. | % мас. | т, г. | % мас. |
| Газ | 0,7458 | 12,41 | 0,7826 | 13,31 |
| Масла | 3,0296 | 50,41 | 3,1911 | 54,27 |
| Смоли | 0,3023 | 5,03 | 0,2611 | 4,44 |
| Асфальтены | 0,5487 | 9,13 | 0,4175 | 7,10 |
| Твёрдые | 1,3835 | 23,02 | 1,2277 | 20,88 |

При совместном термоллизе НПМ и мазута существенно меняется выход всех компонентов. Видно, что увеличивается выход газа и масел, уменьшается выход смол, асфальтенов и твердых компонентов. Это связано с тем, что компоненты растительного масла, образующиеся во время термоллиза, инициируют деструкцию смол и затрудняют образование асфальтенов и твердых продуктов. Следовательно, при дальнейшем увеличении процентного содержания масла в мазут тяжелой нефти можно достигнуть лучшего выхода компонентов.

Литература

1. Борзаев Х.Х. Каталитическая переработка тяжелого углеводородного сырья с предварительным электромагнитным воздействием: Автореферат. Дис. на соискание ученой степени кандидата технических наук. — Москва, 2015г. — 5 с.
2. Korytov M.A., Boyar S.V., Golovkob A.K. Thermal conversion of petroleum residue in the presence of vegetable oil // AIP Conference Proceedings. Proceedings of the Advanced Materials with Hierarchical Structure for New Technologies and Reliable Structures, 2018. v. Number 2051. pp 1.
3. Морозов М.А. Термокаталитические превращения тяжелого углеводородного сырья в присутствии добавок на основе кобальта и карбида вольфрама Автореферат. Дис. на соискание ученой степени кандидата технических наук. — Томск, 2019г. — 5 с.

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГЕНЕТИЧЕСКОГО АЛГОРИТМА ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССА
КОМПАУНДИРОВАНИЯ**

Е.А. Лось

Научный руководитель - доцент И.М. Долганов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Проблема моделирования процесса компаундирования весьма актуальна. С ростом использования автомобилей с бензиновым двигателем растет и потребность в производстве качественного, соответствующего существующим стандартам и достаточно дешевого топлива. К примеру, потребление бензина в США за 2017 год составило 9326.59 тыс. баррелей в день, а за 2018 год 9328.98 тыс. баррелей в день [1]. В России спрос на бензин из года в год не меняется или же наоборот уменьшается, это связано с экономическими трудностями внутри страны, а именно падение реальных доходов граждан [2]. Выгоднее всего бензин отправлять на экспорт, так как в большинстве стран спрос на данный вид топлива растет с каждым годом [1].

С помощью программы «Compaunding» с использованием генетического алгоритма был произведен расчет различных вариантов бензинов с октановыми числами: 92, 95, 98. Были рассмотрены характеристики полученных бензинов и выявлены наилучшие результаты. Для каждого типа бензина составлена таблица с характеристиками. В таблице 1 представлены результаты по бензину с октановым числом 92, в таблице 2 для 95 и наконец для бензина с октановым числом 98 характеристики расположены в таблице 3.

Таблица 1

Результаты расчета бензина с октановым числом 92

| | 92 | | |
|---------------------------|-------|-------|-------|
| | 92,1 | 92,1 | 92,1 |
| ОЧИ | 92,1 | 92,1 | 92,1 |
| ДНП | 65,89 | 75,25 | 78,39 |
| Бензол, % масс. | 1 | 0,97 | 0,99 |
| Ароматика, % масс. | 34,94 | 35 | 35 |
| Олефины, % масс. | 10,65 | 9,51 | 9,28 |
| Сера, % масс. | 0,001 | 0,001 | 0,001 |
| ОЧМ | 85 | 85 | 85 |
| Себестоимость | 17690 | 18004 | 18094 |

Полученные бензины соответствуют требованиям, которые предъявляются к топливам. Характеристики, представленные в таблице незначительно отличаются друг от друга, и все они соответствуют нормам. Себестоимость же снижается, что является плюсом.

Таблица 2

Результаты расчета бензина с октановым числом 95

| | 95 | | |
|---------------------------|-------|-------|-------|
| ОЧИ | 95 | 95,5 | 95,5 |
| ДНП | 62,35 | 73,86 | 69,42 |
| Бензол, % масс. | 0,82 | 0,95 | 0,99 |
| Ароматика, % масс. | 35 | 34,92 | 35 |
| Олефины, % масс. | 6,45 | 6,12 | 7,91 |
| Сера, % масс. | 0,001 | 0,001 | 0,001 |
| ОЧМ | 88 | 88 | 88 |
| Себестоимость | 19360 | 20661 | 21187 |

Бензин представленный в 1 колонке таблицы 2 обладает, более низким ОЧИ и низкой себестоимостью. Остальные же характеристики данного бензина не отличаются от более дорогих аналогов.

Таблица 3

Результаты расчета бензина с октановым числом 98

| | 98 | | |
|---------------------------|-------|-------|-------|
| ОЧИ | 98 | 98,5 | 98,5 |
| ДНП | 85,99 | 58,42 | 83,03 |
| Бензол, % масс. | 0,65 | 0,85 | 0,96 |
| Ароматика, % масс. | 35 | 34,59 | 35 |
| Олефины, % масс. | 7,58 | 4,4 | 4,47 |
| Сера, % масс. | 0,001 | 0,001 | 0,001 |
| ОЧМ | 91 | 91 | 91 |
| Себестоимость | 19371 | 23581 | 23671 |

В таблице 3 у бензина с низкой себестоимостью хуже немного характеристики. Так содержание олефинов возросло приблизительно в 1,5 раза. Но все характеристики находятся в допустимых пределах. Следовательно, данный вид топлива пригоден для использования.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда (проект № 18-73-00086)

Литература:

1. TheGlobalEconomy [электронный ресурс]. URL: https://ru.theglobaleconomy.com/rankings/gasoline_consumption (дата последнего обращения: 13.02.2020).
2. Neftegaz [электронный ресурс]. URL: <https://neftegaz.ru/news/petroleum-products/501938-v-rossii-rekordno-upal-sprosa-na-benzin/> (дата последнего обращения: 13.02.2020).

РАЗРАБОТКА МОДЕЛИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ СВОЙСТВ ДИЗЕЛЬНЫХ ТОПЛИВ НА ОСНОВЕ ИХ УГЛЕВОДОРОДНОГО СОСТАВА И ЭФФЕКТА ВВЕДЕННОЙ ПРИСАДКИ

М.В. Майлин, Е.В. Францина, В.В. Машнич

Научный руководитель - научный сотрудник Е.В. Францина

Национальный исследовательский Томский Политехнический Университет, Томск, Россия

Как известно, любая система (в том числе и нефтяная дисперсная система) обладает энергией, которая складывается из суммы кинетических энергий хаотического движения всех молекул и потенциальных энергий их взаимодействия друг с другом. По характеру взаимодействия дисперсной фазы и дисперсионной среды согласно П.А. Ребиндера, удельная свободная энергия определяется как соразмерное значение средней кинетической энергии теплового движения [1]:

$$E_{\text{вн}} = \frac{kRT}{N_A r^2}$$

где k – коэффициент пропорциональности;

T – температура, К; r – средний радиус частиц, м;

R – универсальная газовая постоянная, Дж/(моль·К);

N_A – число Авогадро (число молекул в моле вещества), моль⁻¹

При охлаждении системы, т.е. уменьшении температуры вследствие отвода тепла, энергия ее также уменьшается.

**СЕКЦИЯ 12. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2 – ХИМИЧЕСКАЯ ТЕХНОЛОГИЯ
ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ.**

Однако ввиду наличия межмолекулярных взаимодействий между углеводородами значение внутренней энергии может как увеличиваться, так и уменьшаться. С физической точки зрения, согласно закону Био-Фурье, градиент температуры есть величина прямопропорциональная тепловому потоку [2]:

$$q = -\lambda \text{grad}T$$

Таким образом, сопоставляя прямую пропорциональность энергии дисперсной системы с температурой и отводимой теплоты с температурой, температуру застывания дизельной дисперсной системы можно представить, как прямую пропорциональность между разностью отдаваемой теплоты, внутренней энергией системы, теплотой кристаллизации и энергией межмолекулярного взаимодействия:

$$T \sim E_{\text{вн}} + Q_{\text{кр}} + E_{\text{взаим}} - Q_{\text{отв}}$$

где $Q_{\text{отв}}$ - количество отводимой теплоты, кДж

$E_{\text{вн}}$ - внутренняя энергия системы, кДж

$Q_{\text{кр}}$ – теплота кристаллизации н-парафинов, кДж

$E_{\text{взаим}}$ - энергия межмолекулярного взаимодействия, кДж

Следовательно, температура застывания будет тем ниже, чем меньше содержание н-парафинов в смеси и меньше значение имеет энергия межмолекулярных взаимодействий.

Так как на низкотемпературные свойства дизельного топлива наибольшее влияние оказывают концентрация присадки, содержание парафинов нормального строения, а также содержание ароматических углеводородов, были проведены квантово-химические для следующих молекул и комплексов:

- Н-парафин
- Ароматика
- Депрессор
- Комплекс «н-парафин...н-парафин»
- Комплекс «н-парафин...ароматика»
- Комплекс «н-парафин...депрессор»
- Комплекс «ароматика...депрессор»

В качестве депрессора в данной работе рассматривался винилацетат, как активная часть полиэтиленвинилацетатных низкотемпературных присадок. Углеводороды рассматривались от C10 до C22.

За основу был взят механизм адсорбции присадки на поверхности образовавшихся зародышей н-парафинов, что в конечном итоге подавляет дальнейшие процессы кристаллизации. В качестве «зародышей» кристаллов н-парафинов рассматривались комплексы, состоящие из двух молекул н-парафинов. Также в данной работе были учтены реакции растворения (взаимодействия) н-парафиновых углеводородов ароматическими.

Целью работы стало исследование влияния межмолекулярных взаимодействий углеводородов между собой и входящей состав дизельных топлив депрессорной присадки на характер изменения температуры застывания. Все расчеты проводились с помощью программного комплекса квантово-химических расчетов Gaussian при стандартных условиях – 298 К и 0,1 МПа [3].

В таблице 1 приведены результаты расчета энергий взаимодействия и энергии Гиббса для всех 4 комплексов.

Из данных таблицы 1 видно, что для комплексов «н-парафин...н-парафин» наблюдаются наибольшее значение энергии взаимодействия, что подтверждает факт о том, температура застывания тем выше, чем больше содержание н-парафинов в смеси. С другой стороны видно, что энергия взаимодействия комплексов «ароматика...н-парафинов» меньше, чем энергия межмолекулярного взаимодействия н-парафинов между собой (7,70 кДж и -6,13 кДж соответственно), следовательно наличие большего содержания ароматики в смеси будет снижать температуру застывания ДТ, что подтверждается на практике – ароматические углеводороды при большом содержании относительно н-парафинов выступают в роли растворителя для нормальных алканов, что в свою очередь снижает температуру застывания смеси. При добавлении в дизельную систему депрессора наблюдается снижение энергий межмолекулярных взаимодействий для н-парафинов (с 7,70 кДж до 4,43 кДж, что свидетельствует о том, что введение присадки уменьшает температуры застывания, что подтверждается на практике.

Таблица

Значения энергий взаимодействий и энергии Гиббса для комплексов

| Комплексы углеводородов | Е, кДж/моль | Энергия Гиббса, кДж/моль |
|------------------------------------|--------------|--------------------------|
| Комплекс «н-парафин...н-парафин» | 7,70 | 46,02 |
| Комплекс «н-парафин...винилацетат» | 4,43 | 46,47 |
| Комплекс «ароматика...н-парафин» | -6,31 | -48,81 |
| Комплекс «ароматика...винилацетат» | 4,03 | 48,29 |

В основу математической модели определения температуры застывания (кристаллизации) дизельного топлива положено модифицированное уравнение Шредера-Ле-Шателье в следующем виде:

$$\ln \varphi_{\text{пр}} = \left[\sum \frac{\Delta H_{\text{пл},i}}{R} \cdot \left(\frac{1}{T_{\text{пл},0,i}} - \frac{1}{T_{\text{заст}}} \right) \cdot w_{\text{н-пар}} + \frac{\Delta H_{\text{пл,ДТ}}}{R} \cdot \left(\frac{1}{T_{\text{заст.нач,ДТ}}} - \frac{1}{T_{\text{заст}}} \right) \cdot (1 - w_{\text{н-пар}}) \right] \cdot f(C_{\text{пр}}, w_{\text{н-пар}}, w_{\text{аром}}, E_{\text{вз}}, G_{\text{вз}})$$

где $\varphi_{\text{пр}}$ – объемная доля добавляемого депрессора

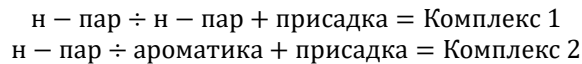
$\Delta H_{\text{пл},i}$, $T_{\text{пл},0,i}$ – энтальпия кристаллизации (кДж/моль) и температура плавления (К) для индивидуальной молекулы н-парафина соответственно;

$\Delta H_{\text{пл,ДТ}}$, $T_{\text{заст.нач,ДТ}}$ – энтальпия кристаллизации (кДж/моль) и температура плавления (К) для дизельного топлива соответственно;

$w_{\text{н-пар}}$, $w_{\text{аром}}$ – массовое содержание н-парафинов и ароматики в дизельном топливе;

$E_{\text{вз}}$, $G_{\text{вз}}$ – энергия взаимодействия и энергия Гиббса для комплексов, полученные квантово-химическими методами расчета.

На основании данных о приемистости присадки и ее влияния на температуру застывания в зависимости от группового состава и физико-химических характеристик, были произведены следующие расчеты реакций межмолекулярного взаимодействия между «зародышем» кристалла н-парафина с присадкой и с ароматическими УВ. Схематично процесс взаимодействия можно отразить следующим образом:



Для определения функциональных зависимостей были определены значения энергии межмолекулярного взаимодействия (в кДж/моль), так как данный показатель напрямую влияет на энергетику системы, изменяя значение энергии системы.

Суммарное выражение для уравнений межмолекулярных реакций выглядит следующим образом:

$$\begin{aligned} & \frac{\Delta G_{\text{вз.н-пар}} + \Delta G_{\text{вз.н-пар...прис}}}{R \cdot T_{\text{заст}}} \cdot w_{\text{н-пар}}^{(E_1+E_2) \cdot (C_{\text{пр}}+w_{\text{н-пар}})} \cdot C_{\text{прис}}^{(E_1-E_4) \cdot C_{\text{пр}}} \cdot (C_{\text{пр}} + w_{\text{н-пар}})^{\sum E \cdot (C_{\text{пр}}+w_{\text{н-пар}})} + \\ & + \frac{\Delta G_{\text{вз.н-пар...ар}} + \Delta G_{\text{вз.ар...прис}}}{R \cdot T_{\text{заст}}} \cdot w_{\text{ар}}^{(E_2+E_3) \cdot (C_{\text{пр}}+w_{\text{аром}})} \cdot C_{\text{прис}}^{(E_3-E_4) \cdot C_{\text{пр}}} \cdot (C_{\text{пр}} + w_{\text{аром}})^{\sum E \cdot (C_{\text{пр}}+w_{\text{н-пар}})} \end{aligned}$$

Работа выполнена при поддержке Российского научного фонда (Проект № 18-79-00095) в Национальном исследовательском Томском политехническом университете в рамках Программы повышения конкурентоспособности Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Литература

1. Ребиндер П.А. Поверхностные явления в дисперсных системах. Коллоидная химия. Избранные труды. – М.: Наука, 1978. – 398 с
2. Кутателадзе С. С. Основы теории теплообмена. — Изд. 5-е перераб. и доп. — М.: Атомиздат, 1979, 416 с.
3. Сербя П.В., Мирошниченко С.П., Блинов Ю.Ф. Квантово-химические расчеты в программе GAUSSIAN по курсу «Физика низкоразмерных структур». Таганрог: Изд-во ТТИ ЮФУ, 2012, 100 с.
4. Пучков Н.Г. Дизельные топлива. Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы. Москва - Ленинград, 1953. – 194 с.

**СЕКЦИЯ 12. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2 – ХИМИЧЕСКАЯ ТЕХНОЛОГИЯ
ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ.**

**ИССЛЕДОВАНИЕ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ СВОЙСТВ ДИЗЕЛЬНЫХ ФРАКЦИЙ В
ПРИСУТСТВИИ ДЕПРЕССОРНОЙ ПРИСАДКИ**

А.С. Мамец, П.Д. Каштанова, А.А. Павлова

Научный руководитель - научный сотрудник Е.В. Францина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск. Россия

Россия занимает первое место по объему производства дизельных топлив в мире, однако, самым распространенным является летний сорт, что не выгодно для страны, в которой идет освоение природных богатств северных регионов. В результате чего реальные потребности в зимнем топливе не удовлетворяются.

Добавление депрессорных присадок позволяет снизить температуры застывания и фильтруемости, тем самым улучшая ее свойства и делая приемлемым использование топлива в северных регионах. В связи с этим исследование дизельных топлив в присутствии депрессорной присадки является весьма актуальным.

Дизельное топливо — это жидкое, высоковязкое, нефтяное топливо среднего и тяжелого фракционного состава, основу которого составляют углеводороды с температурами кипения от 200 до 350 °С. Применяется в дизельных двигателях внутреннего сгорания и для газотурбинных энергетических установок.

Важнейшими эксплуатационными характеристиками дизельного топлива являются **низкотемпературные свойства: температура застывания, температура помутнения и температура фильтруемости. Температура помутнения – температура, при которой топливо мутнеет из-за выделения капелек воды и кристаллов парафина. Предельная температура фильтруемости – это температура, при которой частицы парафина образуют гелеобразную субстанцию и не могут пройти через фильтр. Температура застывания – температура, при которой топливо находясь в пробирке, наклоненной под углом 45°С перестает двигаться.**

Улучшения низкотемпературных свойств можно добиться добавлением депрессорной присадки, вязкого вещества, плотность которого больше плотности дизельного топлива.

Цель работы: исследовать низкотемпературные свойства дизельных фракций в присутствии депрессорной присадки

Для исследования низкотемпературных свойств дизельных топлив и влияния на них депрессорных присадок был использован измеритель низкотемпературных показателей нефтепродуктов (ИНПН). С помощью этого прибора были определены предельные температуры фильтруемости, температуры помутнения, а также температуры застывания образцов.

Результаты опытов и их обобщение:

В качестве объекта исследования были выбраны дизельные фракции с различными физико-химическими характеристиками (Таб.1).

Таблица 1

Физико-химические характеристики образцов

| Параметры | Дт 1 | Дт 4 | Дт 5 |
|--|--------|--------|--------|
| Плотность при 15°С, г/см ³ | 843,2 | 850,4 | 830 |
| Вязкость кинематическая, мм ² /с при 15°С | 4,0564 | 5,2574 | 3,2039 |
| Общее содержание серы, % масс. | 0,214 | 0,283 | 0,295 |
| Молекулярная масса, г/моль | 181,1 | 216,9 | 197,1 |
| ЦИ (ГОСТ 27768-88) | 48,12 | 48,97 | 48,9 |
| ЦИ (ISO 4294) | 48,02 | 49,6 | 48,49 |

Были исследованы низкотемпературные свойства дизельного топлива: предельные температуры фильтруемости, температуры застывания и помутнения при варьировании концентрации присадок.

Таблица 2

Результаты полученные в ходе исследования

| Расчет концентрации НТ в качестве присадки к ДФ | | | Образец №1 | | | Образец №4 | | | Образец №5 | | |
|---|-------------|-----------------|------------|--------|--------|------------|--------|--------|------------|--------|--------|
| № раствора | Vдизеля, мл | Сприсадки, %об. | Тп, °С | Тф, °С | Тз, °С | Тп, °С | Тф, °С | Тз, °С | Тп, °С | Тф, °С | Тз, °С |
| 0 | 2,5 | 0 | -7,7 | -13,7 | -16,5 | -9,9 | -11,7 | -17,8 | -17,5 | -23,4 | -24,3 |
| 1 | 2,5 | 0,1 | -8,1 | -21,0 | -26,1 | -10,5 | -18,6 | -30,7 | -16,2 | -26,5 | -30,9 |
| 2 | 2,5 | 0,2 | -7,5 | -23,2 | -29,2 | -9,6 | -24,6 | -38,7 | -16,0 | -28,1 | -39,3 |
| 3 | 2,5 | 0,3 | -12,8 | -26,5 | -30,3 | -9, | -25,5 | -40,4 | -16,2 | -33,0 | -42,5 |
| 4 | 2,5 | 0,4 | -14,9 | -26,8 | -31,3 | -9,9 | -27,1 | -43,3 | -16,2 | -38,5 | -45,5 |
| 5 | 2,5 | 0,5 | -16,6 | -29,8 | -33,0 | -9,8 | -27,8 | -44,2 | -16,0 | -39,2 | -46,3 |
| 6 | 2,5 | 0,6 | -7,6 | -35,5 | -36,2 | -9,7 | -29,2 | -45,9 | -15,1 | -38,9 | -47,3 |
| 7 | 2,5 | 0,7 | -18,2 | -32,0 | -36,5 | -10,5 | -31,3 | -48,5 | -14,8 | -41,8 | -50,7 |
| 8 | 2,5 | 0,8 | -7,8 | -38,1 | -36,7 | -10,4 | -31,4 | -49,0 | -14,9 | -42,6 | -51,3 |
| 9 | 2,5 | 0,9 | -7,4 | -38,5 | -38,5 | -10,1 | -32,2 | -50,3 | -15,2 | -42,6 | -51,7 |
| 10 | 2,5 | 1,0 | -8,7 | -39,6 | -36,9 | -11,1 | -32,6 | -50,5 | -14,5 | -47,4 | -57,2 |

Для образца № 1 можно сказать, что использование присадки в несколько раз уменьшило температуры застывания и фильтруемости. Температура застывания уменьшилась с $-16,5^{\circ}\text{C}$ до $-38,5^{\circ}\text{C}$ при концентрации $0,9\%$ об. Температура фильтруемости образца изменилась на $25,9^{\circ}\text{C}$ в отличие от чистого образца.

Лучший результат ($-39,6^{\circ}\text{C}$) достигнут при концентрации $1,0\%$ об. Температура помутнения в ходе исследования менялась скачкообразно. При концентрации $0,7\%$ об. она была минимальной ($-18,2^{\circ}\text{C}$), максимальное значение было достигнуто при концентрации $0,9\%$ об. ($-7,4^{\circ}\text{C}$). Таким образом наилучшей концентрацией для данного образца будет $1,0\%$ об.

В образце № 4 добавление присадки уменьшило температуру застывания до $-50,5^{\circ}\text{C}$ (на $32,7^{\circ}\text{C}$) при первоначальном значении $17,8^{\circ}\text{C}$.

Лучший результат наблюдается при добавлении $1,0\%$ об. присадки. Температура помутнения незначительно уменьшилась с $-9,9^{\circ}\text{C}$ до $-11,1^{\circ}\text{C}$ при концентрации присадки $1,0\%$ об. Температура фильтруемости понизилась до $-32,6^{\circ}\text{C}$ при концентрации $1,0\%$ об. Изменение составило $20,9^{\circ}\text{C}$.

Лучшие показатели для образца были достигнуты при концентрации $1,0\%$ об.

В образце № 5 при добавлении $1,0\%$ об. присадки температура застывания стала $-57,2^{\circ}\text{C}$, что на $32,9^{\circ}\text{C}$ ниже чем у чистого образца. Температура помутнения незначительно повысилась с $-17,5^{\circ}\text{C}$ до $14,5^{\circ}\text{C}$ при концентрации присадки $1,0\%$ об. Самая низкая температура помутнения была в чистом образце. Температура фильтруемости изменилась на 24°C . Она уменьшилась от $-23,4^{\circ}\text{C}$ до $-47,4^{\circ}\text{C}$ при концентрации присадки $1,0\%$ об. самой выгодной для данного образца оказалась концентрация в $1,0\%$ об.

Исходя из результатов опытов можно сказать, что депрессорные присадки слабо влияют на температуру помутнения образца. Это связано с тем, что депрессоры обволакивают кристаллы парафинов, замедляя их рост и не давая топливу застывать, но не уменьшают количество парафинов.

Этим же объясняется благотворное влияние присадок на температуру застывания и фильтруемости.

Лучше всего депрессорная присадка повлияла на образец с самой низкой плотностью и вязкостью (№ 5). Хуже всего присадка повлияла на образец с самой низкой молекулярной массой и общим содержанием серы (№ 1).

Выводы:

В ходе работы было исследовано влияние депрессорной присадки на низкотемпературные свойства дизельных топлив разного углеводородного состава. По результатам опытов можно сделать следующие выводы:

- 1) депрессорные присадки слабо влияют на температуру помутнения образца;
- 2) наименьшее улучшение свойств было в образце с меньшей молекулярной массой и общим содержанием серы;
- 3) лучшие изменения свойств были в образце с самой низкой плотностью и вязкостью.

Работа выполнена при поддержке Российского научного фонда (Проект № 18-79-00095) в Национальном исследовательском Томском политехническом университете.

Литература

1. Данилов, А.М. Применение присадок в топливах / А.М. Данилов, Г.Г. Демкина. – СПб.: Химиздат, 2010. – 368 с.
2. Дизельное топливо // Современные технологии производства [Электронный ресурс]
3. URL:<https://extxe.com/11819/dizelnoe-toplivo/> (дата обращения: 19.12.2019).
4. Депрессорные присадки для нефти // Топливный регион [Электронный ресурс] URL: <https://www.topreg.ru/stati-i-obzori/depressornie-prisadki-dlya-nefti> (дата обращения: 19.12.2019).

**РАСЧЕТ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК РЕАКЦИЙ ПЕРЕРАСПРЕДЕЛЕНИЯ
ВОДОРОДА В ОЛЕФИНАХ В ПРОЦЕССЕ ЦЕОФОРМИНГА Н-ГЕКСАНА**

К.Э. Марданов, И.А. Богданов, М.В. Киргина

Научный руководитель - доцент М.В. Киргина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Создание и совершенствование процессов каталитической переработки легкого углеводородного сырья (прямогонных бензинов, газовых конденсатов, в том числе конденсатов получаемых при подготовке газа) в высококачественные компоненты моторного топлива является одной из важнейших задач нефтехимической и нефтеперерабатывающей отраслей Российской Федерации. Для России проблема переработки газовых конденсатов особенно актуальна, поскольку запасы этого сырья значительны.

Наиболее распространенным путем решения данной проблемы является строительство малотоннажных установок риформирования бензиновых фракций газоконденсатов, с использованием цеолитосодержащих катализаторов на промыслах. Данные катализаторы очень популярны в различных технологических процессах переработки углеводородного сырья, так как они имеют невысокую стоимость, но при этом высокоэффективны, не содержат благородных металлов, а также способны сохранять активность в принципиально новых условиях протекания реакций. Высокая эффективность процесса и увеличение выхода целевых продуктов стало возможным благодаря применению данных катализаторов, при этом одновременно повышается октановое число бензина, получаемого из газоконденсатного сырья [2].

В настоящее время методы компьютерного моделирования для расчета и прогнозирования различных технологий широко распространены. Подобные системы позволяют не только осуществлять мониторинг, но и увеличивать ресурсы производства в зависимости от условий эксплуатации. Для повышения точности расчетов и адекватности прогнозирования в программных продуктах необходимо на начальных этапах принять во внимание протекание на цеолитосодержащем катализаторе всех теоретически возможных реакций процесса цеоформинга.

Эксплуатационные свойства автомобильных бензинов зависят от входящих в его состав индивидуальных углеводородов различных классов, которые определяются как составом перерабатываемого сырья, например, прямогонного бензина или газового конденсата, так и технологическими параметрами ведения процесса.

В процессе цеоформинга протекают следующие основные типы реакций: крекинг, изомеризация углеводородного скелета, перераспределения водорода в ненасыщенных соединениях с образованием ароматических углеводородов [3]. Основываясь на литературных данных – перераспределение водорода в олефинах на цеолитах осуществляется через стадии алкилирования ненасыщенных углеводородов олефинами, с последующим отщеплением насыщенного фрагмента (парафина) и образования еще более дегидрированного остатка – ароматического соединения [1].

При этом реакции перераспределения водорода в олефинах оказывают формирующее воздействие на химический состав бензина и его октановые характеристики, а также определяет содержание легких олефинов. При этом высокое содержание в сырье, например, стабильном газовом конденсате н-гексана (рис. 1) способствует образованию ароматических углеводородов, в частности толуола.

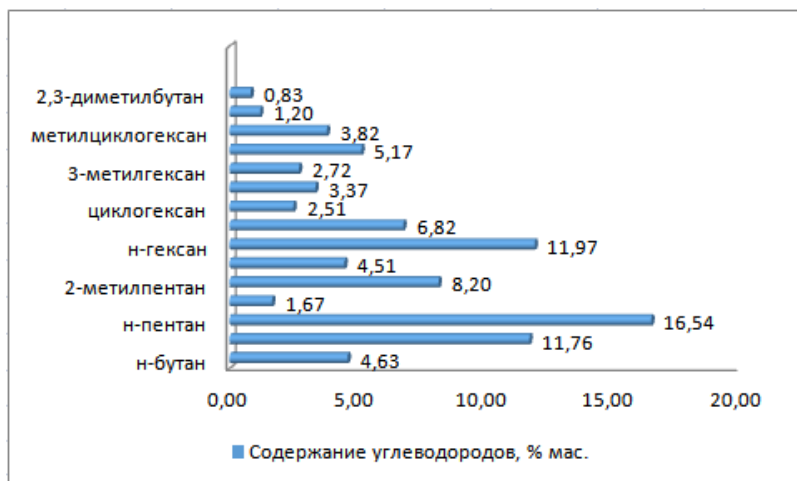


Рис. 1 Компонентный состав стабильного газового конденсата

Ароматические углеводороды, такие как толуол, являются ценным компонентом бензина и позволяют не только повышать октановое число, но и способствуют более полному и равномерному сгоранию топливовоздушной смеси. Однако, не смотря на все положительные стороны у вовлечения ароматических углеводородов в автомобильные бензины, имеются и определенные недостатки. Высокое содержание ароматических углеводородов может привести к увеличению склонности автомобильных бензинов к нагарообразованию.

Также повышенное содержание толуола в бензине приводит к увеличению содержания токсичных продуктов в отработавших газах, поэтому Технический Регламент Таможенного Союза ТР ТС-013-2011 [5] регламентирует содержание ароматических углеводородов в бензине 5-ого экологического класса не более 35 % об.

Целью данной работы является исследование возможности протекания реакций перераспределения водорода в олефинах в условиях цеоформинга н-гексана с помощью квантово-химических методов расчета.

На первом этапе работы были прописаны все теоретически возможные химические реакции перераспределения водорода в олефинах, образовавшихся в ходе крекинга н-гексана. В результате получился список из 122 теоретически возможных реакций.

Вторым этапом стал расчет термодинамических параметров химических реакций в программном пакете Gaussian (GaussianView 3.0) [4]. Расчет был осуществлен при условиях реализации процесса цеоформинг – температуре 375 °С (648 К) и давлении 25 атм. (2,5 МПа). Список некоторых реакций и полученные результаты представлены в таблице 1.

Таблица 1

Термодинамические характеристики некоторых реакций перераспределения водорода в олефинах

| № | Реакция | ΔH , кДж/моль | ΔS , кДж/моль·К | ΔG , кДж/моль |
|----|---|--------------------------|----------------------------|--------------------------|
| 1 | $2 C_3H_{10} = C_7H_8 + 3 CH_4$ | -141,08 | 175,40 | -254,74 |
| 2 | $C_3H_{10} + C_3H_6 + C_2H_4 = C_7H_8 + 3 CH_4$ | -236,35 | 49,76 | -268,59 |
| 3 | $C_3H_{10} + 2 C_2H_6 = C_7H_8 + C_2H_6 + 2 CH_4$ | -216,58 | 42,98 | -244,43 |
| 4 | $C_3H_{10} + 3 C_2H_4 = C_7H_8 + C_2H_6 + 2 CH_4$ | -338,08 | -54,63 | -302,68 |
| 5 | $C_3H_{10} + C_4H_8 + C_3H_6 = C_7H_8 + 2 C_2H_6 + CH_4$ | -210,51 | 49,66 | -242,69 |
| 6 | $C_3H_{10} + C_3H_6 + 2 C_2H_4 = C_7H_8 + C_3H_8 + 2 CH_4$ | -325,51 | -60,44 | -286,34 |
| 7 | $2 C_3H_{10} + C_3H_6 = C_7H_8 + 3 C_2H_6$ | -203,26 | 57,47 | -240,50 |
| 8 | $C_3H_{10} + 4 C_2H_4 = C_7H_8 + C_4H_{10} + 2 CH_4$ | -434,27 | -172,03 | -322,79 |
| 9 | $C_3H_{10} + 3 C_3H_6 = C_7H_8 + C_4H_{10} + C_2H_6 + CH_4$ | -292,99 | -81,20 | -240,38 |
| 10 | $C_3H_{10} + C_3H_6 + 3 C_2H_4 = C_7H_8 + 2 C_3H_8 + CH_4$ | -414,67 | -170,64 | -304,10 |
| 11 | $C_3H_{10} + C_4H_8 + 2 C_3H_6 = C_7H_8 + C_4H_{10} + 2 C_2H_6$ | -286,93 | -74,52 | -238,64 |
| 12 | $C_3H_{10} + 5 C_2H_4 = C_7H_8 + C_4H_{10} + C_3H_8 + CH_4$ | -523,43 | -282,23 | -340,55 |
| 13 | $2 C_3H_{10} + 2 C_3H_6 = C_7H_8 + C_6H_{14} + C_2H_6 + CH_4$ | -293,24 | -81,79 | -240,24 |
| 14 | $C_3H_{10} + C_3H_6 + 4 C_2H_4 = C_7H_8 + 3 C_3H_8$ | -503,83 | -280,83 | -381,85 |

Полученные результаты позволили достоверно определить, что протекание всех представленных реакций термодинамически возможно ($\Delta G < 0$).

Работа выполнена при поддержке Гранта Президента Российской Федерации № МК-351.2020.3.

Литература

1. Кадиев Х. М., Хаджиев С. Н. Будущее глубокой переработки нефти: Сделано в России // The Chemical J. – 2009. № 9. С. 34 – 39.
2. Кулакова И. И. Каталитическая химия. Основы катализа. Часть 1 / И. И. Кулакова, Г. В. Лисичкин – Москва, 2014. – 112 с.
3. Герзелиев И. М., Цодиков М. В., Хаджиев С. Н. Новые пути получения изопарафинов – высокооктановых экологически безопасных компонентов автобензинов // Нефтехимия. – 2009. Т. 49, № 1. С. 3–8.
4. Ochterski J. W. Thermochemistry in Gaussian. Gaussian, Inc. – April 19, 2000. – 19 p.
5. Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 013/2011 «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту» (с изменениями на 19 декабря 2019 года): Официальный сайт Евразийского экономического союза. – 2020 [Электронный ресурс]. Дата обновления: 24.12.2019. – URL: www.eaeunion.org. (Дата обращения 19.02.2020).

**СЕКЦИЯ 12. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2 – ХИМИЧЕСКАЯ ТЕХНОЛОГИЯ
ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ.**

**ИССЛЕДОВАНИЕ ГРУППОВОГО СОСТАВА ПРОДУКТОВ ОБЛАГОРАЖИВАНИЯ ДИЗЕЛЬНОЙ
ФРАКЦИИ НА ЦЕОЛИТНОМ КАТАЛИЗАТОРЕ**

Е.И. Мартьянова, И. А. Богданов

Научный руководитель - аспирант ОХИ ИШПР ТПУ И.А. Богданов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день все большую популярность приобретает дизельное топливо, однако в Российской Федерации из-за климатических особенностей важен вопрос производства не только качественного топлива, но и топлива зимних и арктических марок с требуемыми низкотемпературными характеристиками.

Низкотемпературные свойства нефтепродукта определяются в основном содержанием в нем парафиновых углеводородов, обладающих способностью кристаллизоваться при низких температурах.

Основные способы получения качественных низкозастывающих дизельных топлив:

- ✓ снижение температуры конца кипения дизельной фракций, однако этот способ приводит к уменьшению выхода дизельного топлива;
- ✓ приводящее к снижению температуры застывания топлива смешение с легкими керосиновыми фракциями [2];
- ✓ удаление n-алкановых углеводородов методом экстрактивной кристаллизации;
- ✓ добавление депрессорно-диспергирующих присадок, улучшающих низкотемпературные свойства нефтепродукта;
- ✓ улучшение низкотемпературных свойств топлива (температуры застывания, помутнения и фильтруемости) с использованием процесса каталитической изомеризации;
- ✓ улучшение низкотемпературных свойств топлива (температуры застывания, помутнения и фильтруемости) с использованием процесса каталитической депарафинизации.

На данный момент из перечисленных выше способов улучшения низкотемпературных свойств наиболее широкое распространение получили низкотемпературные присадки, поскольку их использование экономически обоснованно, однако данный способ не является универсальным для улучшения низкотемпературных свойств, поскольку эффективность присадки в том числе зависит от состава дизельного топлива [1].

Относительно новым процессом нефтепереработки, направленным на избирательное удаление n-парафинов из нефтяных фракций с применением металлцеолитных катализаторов и присутствии водорода, является процесс каталитической гидродепарафинизации. Данный процесс применим для улучшения низкотемпературных свойств дизельных топлив, а также авиационных топлив и базовых компонентов смазочных масел и средних дистиллятов [3]. Однако необходимость использования в данном процессе катализатора, содержащего, как правило, драгоценные металлы и водородосодержащего газа, ограничивает внедряемость процесса на небольших нефтеперерабатывающих предприятиях.

Учитывая вышесказанное, перспективным видится разработка процессов облагораживания (улучшения низкотемпературных и физико-химических свойств) дизельных фракций с использованием цеолитных катализаторов и без использования водородосодержащего газа.

Авторами работы на лабораторной каталитической установке проведен процесс облагораживания прямогонной дизельной фракции, в качестве катализатора облагораживания был использован цеолитный катализатор марки КН-30 (произведен на ПАО «Новосибирский завод химконцентратов» г.Новосибирск). Процесс проводился при следующих технологических параметрах: температура процесса 350 °С, давление 3,5 МПа, расход сырья 0,5 мл/мин.

Важно отметить, что в случае производства топлив важно получать продукт не только с требуемыми физико-химическими характеристиками, но и требуемого состава [5].

Целью данной работы является исследование группового углеводородного состава исходной прямогонной дизельной фракции и продукта, полученного в ходе облагораживания на цеолитном катализаторе.

Для определения группового состава был использован анилиновый метод [4].

Результаты определения группового углеводородного состава исходной прямогонной дизельной фракции представлены в Таблице 1.

Таблица 1

Результаты определения группового углеводородного состава исходной дизельной фракции

| Содержание, % мас. | | |
|-----------------------------|---------------------------|--------------------------|
| Ароматических углеводородов | Парафиновых углеводородов | Нафтеновых углеводородов |
| 25,55 | 50,47 | 23,98 |

Из результатов, представленных в Таблице 1 видно, что в исходной дизельной фракции большую часть составляют парафины, а содержание ароматических и нафтеновых углеводородов сопоставимо.

Аналогично анилиновым методом был определен групповой углеводородный состав полученного продукта. Результаты представлены в Таблице 2.

Таблица 2

Результаты определения группового углеводородного состава полученного продукта

| Содержание, % мас. | | |
|-----------------------------|---------------------------|--------------------------|
| Ароматических углеводородов | Парафиновых углеводородов | Нафтеновых углеводородов |
| 36,15 | 23,30 | 40,55 |

Из полученных результатов видно, что процентное содержание парафинов в продукте уменьшилось (на 27,17 % мас.). Одновременно с этим повысилось содержание ароматических (на 10,60 % мас.) и нафтеновых (на 16,57 % мас.) углеводородов, причем количество нафтеновых углеводородов увеличилось в большей степени.

Нафтеновые и ароматические углеводороды являются ценными компонентами для зимних и арктических видов топлива, так как понижают температуру застывания. Однако содержание полициклических ароматических углеводородов в составе дизельного топлива регламентируются [5].

Таким образом, из полученных результатов следует, что в процессе облагораживания дизельных фракций на цеолитном катализаторе, возможно получить продукты с пониженным содержанием парафинов, что приведет к улучшению низкотемпературных свойств.

Установлено, что в ходе процесса облагораживания на фоне снижения содержания парафиновых углеводородов растет содержание нафтеновых и ароматических углеводородов. Полученные результаты свидетельствуют о протекании реакций циклизации и дегидрирования, однако механизм протекания этих реакций в данном случае требует дополнительного исследования.

Литература

1. Богданов И.А., Алтынов А.А., Белинская Н.С., Киргина М.В. Исследование влияния состава прямогонных дизельных топлив на эффективность действия низкотемпературных присадок. Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. – 2018. – № 11. – с. 37 – 42.
2. Кемалов А.Ф., Кемалов Р.А., Валиев Д.З. Использование вторичных продуктов нефтехимии для подготовки летних дизельных топлив к применению при отрицательных температурах. Вестник Казанского технологического университета. – 2010. – № 10. – с. 641 – 642.
3. Основные процессы нефтепереработки. Справочник: пер. с англ. 3-го изд. / [Р.А. Мейерс и др.]; под ред. О.Ф. Глаголевой, О.П. Лыкова. – СПб.: ЦОП «Профессия», 2011. – с. 452 – 457.
4. Определение группового и структурно – группового составов нефтяных фракции: Методические указания к лабораторной работе для студентов химико-технологического факультета / сост. О.С. Сухина, А.И. Левашова – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 22 с.
5. ТР ТС 013/2011 «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту (с изменениями на 2 декабря 2015 года)» [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru>.

**ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ РЕАКЦИЙ ГИДРОКРЕКИНГА Н-ПАРАФИНОВ В
 ПРОЦЕССЕ КАТАЛИТИЧЕСКОЙ ДЕПАРАФИНИЗАЦИИ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА**

Е.Н. Маужигунова, Н.С. Белинская

Научный руководитель - доцент Н.С. Белинская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ежегодно в общем объеме добываемой нефти происходит увеличение доли тяжелых и высокосернистых нефтей. В связи с особенностями географического положения и климатических условий для России особое внимание уделяется производству зимних и арктических марок дизельного топлива с требуемыми низкотемпературными свойствами и экологическими характеристиками [3].

Значительное влияние на низкотемпературные свойства дизельного топлива оказывают длинноцепочные парафины нормального строения ($C_{12}-C_{27}$) в их составе.

Основными характеристиками низкотемпературных свойств парафинов служат: предельная температура фильтруемости, температура застывания и температура помутнения. Температура застывания длинноцепочных н-парафинов варьируется от $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ для н-додекана ($n-C_{12}H_{26}$) до $+60\text{ }^{\circ}\text{C}$ для н-гептакозана ($n-C_{27}H_{56}$).

В нефтепереработке решение задач по увеличению выхода, состава и качества получаемых продуктов в зависимости от технологических условий ведения процесса и состава сырья осуществляется с применением математических моделей, которые разработаны на основе физико-химических свойств изучаемых процессов [2].

В настоящее время для исследования процессов гидропереработки нефтяного сырья разработаны модели, которые основаны на группировке реагирующих компонентов по фракциям [5], а также более подробные модели, которые базируются на агрегировании реагирующих веществ по группам: нафтены, парафины и ароматические углеводороды [4]. Однако данные модели не принимают во внимание реакционную способность н-парафинов и распределение их содержания в целевой реакции гидрокрекинга.

Для прогнозирования низкотемпературных свойств получаемых дизельных топлив необходимо определять в их составе количество длинноцепочных н-парафинов. Также установлено, что н-парафины в реакциях гидрокрекинга обладают различной реакционной способностью [1]. Вместе с тем, при протекании реакции гидрокрекинга н-парафинов отмечается разная вероятность разрыва связи в различном положении в молекуле, что также сказывается на выходе и соотношении получаемых продуктов (газа, бензиновой и дизельной фракции, непрореагировавшего остатка).

В данной работе проведено определение функциональной зависимости изменения энергии Гиббса в ходе протекания реакций гидрокрекинга н-парафинов при разрыве связи в различном положении в молекуле. Полученные результаты представлены на рисунках 1,2.

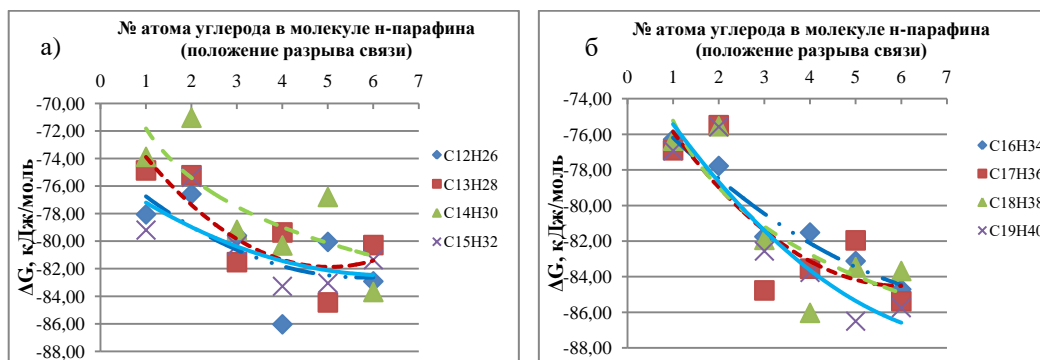


Рис. 1 Функция изменения энергии Гиббса в ходе реакции гидрокрекинга н-парафинов а) $C_{12} - C_{15}$, б) $C_{16} - C_{19}$ при разрыве связи в различном положении

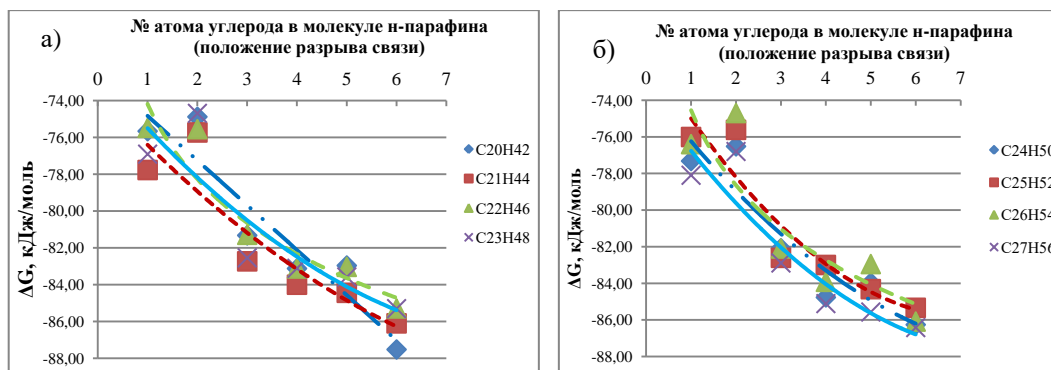


Рис. 2 Функция изменения энергии Гиббса в ходе реакции гидрокрекинга н-парафинов а) $C_{20} - C_{23}$, б) $C_{24} - C_{27}$ при разрыве связи в различном положении

На основании представленных результатов можно заключить, что с увеличением количества атомов в молекуле парафина наблюдается увеличение реакционной способности парафинов. В количественном выражении реакционная способность n-парафинов в реакции гидрокрекинга заложена в модель в виде матрицы вероятности разрыва связи в различном положении в молекуле. В таблице 1 приведен фрагмент матрицы вероятности разрыва связи при различном положении связи в молекуле n-парафина в реакции гидрокрекинга.

Таблица 1

Матрица вероятности разрыве связи в различном положении в молекуле n-парафина в реакции гидрокрекинга

| № атома углерода (положение разрыва связи) | C ₁₂ H ₂₆ | C ₁₃ H ₂₈ | C ₁₄ H ₃₀ | C ₁₅ H ₃₂ | C _i H _{i+2} i = 16÷26 | C ₂₇ H ₅₆ |
|---|---------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|--|---------------------------------|
| 1 | 0,087 | 0,085 | 0,083 | 0,086 | ... | 0,082 |
| 2 | 0,089 | 0,088 | 0,088 | 0,088 | | 0,084 |
| 3 | 0,091 | 0,090 | 0,091 | 0,089 | | 0,087 |
| 4 | 0,093 | 0,092 | 0,092 | 0,091 | | 0,089 |
| 5 | 0,093 | 0,093 | 0,094 | 0,092 | | 0,090 |
| 6 | 0,094 | 0,094 | 0,094 | 0,093 | | 0,092 |
| 7 | - | - | 0,094 | 0,093 | | 0,093 |
| 8 | - | - | - | - | | 0,094 |
| ... | ... | ... | ... | ... | | ... |
| 14 | - | - | - | - | | 0,097 |

В результате проведенного исследования изучена реакционная способность n-парафинов, которая прямо пропорциональна числу атомов углерода в молекуле n-парафина. Проведена оценка вероятности разрыва связей в различном положении в молекуле при гидрокрекинге n-парафинов. На основании полученных результатов составлена матрица вероятности разрыва связей в реакциях гидрокрекинга n-парафинов, на основании которой в дальнейшем будет усовершенствована математическая модель процесса каталитической депарафинизации дизельных топлив.

Такого рода подход к моделированию даст возможность более детально изучить процесс каталитической депарафинизации, прогнозировать низкотемпературные свойства и выход получаемых дизельных зависимости от технологических условий ведения процесса и состава сырья, а также оценивать степень дезактивации катализаторов в зависимости от объема переработанного сырья.

Работа выполнена при финансовой поддержке Российского научного фонда (проект № 19-73-00023).

Литература

1. Белинская Н.С. Новый подход к моделированию деструктивных процессов переработки атмосферного и вакуумного газойля тяжелой нефти в низкозастывающие моторные топлива зимних и арктических марок // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIII Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня рождения академика К. И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения профессора К. В. Радугина, Томск, 8-12 апреля 2019 г.: в 2 т. — Томск: Изд-во ТПУ, 2019. — Т. 2. — С. 311-313.
2. Белинская Н.С., Иванчина Э.Д., Долганов И.М., Белозерцева Н.Е. Компьютерная моделирующая система процесса каталитической депарафинизации дизельных топлив // Ползуновский вестник. — 2019. — № 3. — С. 99-106.
3. Болдушевский Р.Э., Капустин В.М., Чернышева Е.А., Гуляева Л.А., Груданова А.И., Столоногова Т. Исследование эффективности процесса каталитической депарафинизации с использованием цеолитсодержащего катализатора с добавкой железа // Катализ в нефтеперерабатывающей промышленности. — 2015. — Т. 15. - № 4. — С. 79 – 85.
4. Becker P.J., Serrand N., Celse B., Guillaume D., Dulpt H. Comparing hydrocracking models: Continuous lumping vs. single events // Fuel. — 2016. — Vol 165. — P. 306-315.
5. Cristian J., Calderón, Jorge Ancheyta. Modeling of CSTR and SPR small-scale isothermal reactors for heavy oil hydrocracking and hydrotreating // Fuel. — 2018. — Vol 216. — P. 852-860.

**КВАНТОВО-ХИМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ МЕЖМОЛЕКУЛЯРНЫХ ВЗАИМОДЕЙСТВИЙ
УГЛЕВОДОРОДОВ ДИЗЕЛЬНЫХ ТОПЛИВ С ДЕПРЕССОРНОЙ ПРИСАДКОЙ**

В.В. Машнич, Е.В. Францина, М.В. Майлин

Научный руководитель – научный сотрудник Е.В. Францина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Увеличение спроса на зимние и арктические виды дизельного топлива подразумевает соответствие топлив требованиям стандартам по низкотемпературным свойствам, таким как температура застывания, температура помутнения и предельная температура фильтруемости. Для получения топлива, соответствующего стандартам необходимо подбирать качественное сырье, совершенствовать технологию получения дизельного топлива, а также добавлять присадки.

Дизельные топливные композиции – это сложные химические системы, состоящие из углеводородов различных гомологических групп. Из-за сложного химического состава в дизельных топливных композициях возможно возникновение межмолекулярных взаимодействий, обусловленных разнополярностью углеводородов различной природы и присадок, которые, в свою очередь, приводят к образованию молекулярных ассоциатов и комплексов, оказывающих влияние на свойства и эксплуатационные характеристики. Наличие таких ассоциатов и комплексов обуславливает неаддитивность эксплуатационных свойств дизельных композиций.

Наиболее эффективным и экономически целесообразным способом улучшения низкотемпературных характеристик является использование депрессорных присадок, добавление которых в небольших количествах, позволяет снизить температуру застывания дизельного топлива.

Для каждого топлива необходимо учитывать его приемистость к конкретной присадке, зависящей от ее химического состава, строения молекул, концентрации, а также от фракционного состава и соотношения углеводородных структур топлива.

За основу был взят адсорбционный механизм, согласно которому, депрессоры адсорбируются поверхностью н-парафинов, кристаллизующихся из ДТ при снижении температуры, что препятствует их агрегации в крупные кристаллы и выпадению в осадок. Углеводороды по восприимчивости к депрессорам располагаются в следующей последовательности: н-парафины > ароматические углеводороды > изопарафины и нафтены.

Понимание механизма действия депрессорных присадок в дизельных топливах позволит прогнозировать оптимальную концентрацию добавляемой присадки для придания топливам низкотемпературных свойств, отвечающих современным требованиям.

Целью данного исследования является изучение влияния межмолекулярных взаимодействий между углеводородами, входящих в состав дизельного топлива и депрессором, приводящих к образованию межмолекулярных комплексов, оказывающих влияние на свойства и эксплуатационные характеристики топлива. Квантово-химические расчеты проводились с помощью программного комплекса Gaussian при стандартных условиях – 298 К и 0,1 МПа.

Депрессорные присадки не препятствуют зарождению кристаллов парафинов, а замедляет процесс кристаллизации за счет препятствия росту данных кристаллов. В углеводородной системе образуется коллоидный раствор с множеством мелких центров кристаллизации, рост которых затруднен из-за межмолекулярных взаимодействий присадки с парафиновыми углеводородами.

Решающую роль в кристаллизации н-алканов в присутствии депрессоров при понижении температуры дизельного топлива играют межмолекулярные взаимодействия как между молекулами н-алканов, так и н-алканов с молекулами депрессора [1]. С целью выявления механизма действия присадок были рассчитаны энергии межмолекулярных взаимодействий молекул депрессора с н-алканами и энергии взаимодействия между молекулами н-алканов.

На низкотемпературные свойства дизельного топлива наибольшее влияние оказывают концентрация присадки, содержание парафинов нормального строения, а также содержание ароматических углеводородов. В рамках данной работы были проведены квантово-химические расчеты для следующих молекул и комплексов: н-алкан, ароматика, депрессор, комплекс «н-алкан – н-алкан», комплекс «н-алкан – ароматика», комплекс «н-алкан – депрессор», комплекс «ароматика – депрессор». В расчетах энергии взаимодействия между углеводородами дизельного топлива и молекулами депрессора был использован фрагмент молекулы присадки на основе винилацетата, представленный на рисунке. Углеводороды рассматривались от C₁₀ до C₂₂. Полученные значения представлены в таблице 1,2.

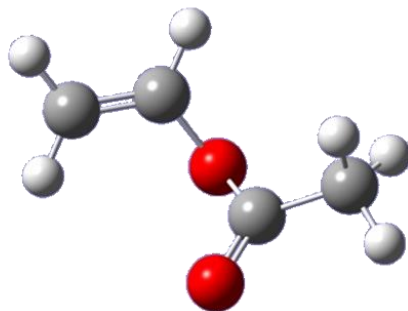


Рис. Структура фрагмента депрессорной присадки на основе винилацетата

Таблица 1

Энергия взаимодействия н-алкан – присадка

| Н-алкан-винилацетат | Е, кДж/моль·К | Г, кдж/моль | Н-алкан-н-алкан | Е, кДж/моль·К | Г, кдж/моль |
|---------------------|---------------|-------------|-----------------|---------------|-------------|
| C10 | 7,45 | -4,10 | C10 | 7,59 | -0,68 |
| C12 | 7,56 | -2,37 | C12 | 7,62 | -2,06 |
| C13 | 3,98 | -26,99 | C13 | 7,64 | -2,68 |
| C14 | 4,13 | -26,65 | C14 | 7,66 | -3,30 |
| C15 | 3,95 | -27,76 | C15 | 7,68 | -3,92 |
| C16 | 3,64 | -30,45 | C16 | 7,69 | -4,53 |
| C17 | 3,64 | -30,49 | C17 | 7,71 | -5,15 |
| C18 | 4,03 | -23,71 | C18 | 7,72 | -5,77 |
| C19 | 3,59 | -30,92 | C19 | 7,74 | -6,39 |
| C20 | 4,02 | -23,73 | C20 | 7,76 | -7,01 |
| C21 | 3,58 | -31,06 | C21 | 7,78 | -7,62 |
| C22 | 3,58 | -31,09 | C22 | 7,79 | -8,24 |

Из данных таблицы 2 можно наблюдать, что энергия взаимодействия н-алканов между собой незначительно возрастает с увеличением длины цепи. Обратная зависимость наблюдается в комплексах «Н-алкан – винилацетат». Энергия взаимодействия уменьшается с 7,45 до 3,58 кДж/моль. Для бимолекулярных комплексов н-алканов наблюдаются наибольшее значение энергии взаимодействия. Это связано с тем, что температура застывания тем выше, чем больше содержание н-алканов в смеси.

При добавлении депрессорной присадки в дизельное топливо наблюдается снижение энергий межмолекулярных взаимодействий для н-алканов, что свидетельствует о том, что введение присадки уменьшает температуры застывания.

Таблица 2

Энергия взаимодействия ароматика – присадка

| Ароматика-винилацетат | Е, кДж/моль·К | Г, кдж/моль | Ароматика-н-алкан | Е, кДж/моль·К | Г, кдж/моль |
|-----------------------|---------------|-------------|-------------------|---------------|-------------|
| C10 | 5,92 | -17,03 | C10 | -210,53 | -345,46 |
| C12 | 4,00 | -27,22 | C12 | -356,28 | -450,17 |
| C13 | 4,13 | -26,23 | C13 | -429,12 | -502,21 |
| C14 | 4,15 | -26,54 | C14 | -501,98 | -554,27 |
| C15 | 4,77 | -22,82 | C15 | -574,82 | -606,30 |
| C16 | 3,59 | -30,89 | C16 | -647,66 | -658,33 |
| C17 | 3,59 | -30,93 | C17 | -720,50 | -711,54 |
| C18 | 3,87 | -29,37 | C18 | -793,36 | -763,32 |
| C19 | 3,61 | -30,73 | C19 | -866,21 | -815,33 |
| C20 | 3,59 | -30,85 | C20 | -939,05 | -867,32 |
| C21 | 3,59 | -30,99 | C21 | -1011,89 | -919,35 |
| C22 | 3,59 | -30,99 | C22 | -1084,74 | -971,53 |

Энергия взаимодействия комплексов «ароматика – н-алкан» меньше, чем энергия межмолекулярного взаимодействия н-алканов между собой, следовательно, высокое содержание ароматики, являющейся растворителем для н-алканов, будет снижать температуру застывания дизельного топлива.

В результате проведенных исследований энергии взаимодействия между углеводородами дизельного топлива и молекулами депрессора был выявлен механизм действия депрессорных присадок. Центрами кристаллизации н-алканов в дизельном топливе при добавлении присадок являются комплексы молекул н-алканов с фрагментами полимолекулярной цепи депрессора. Наличие таких центров кристаллизации ведет уменьшению размеров и изменению формы кристаллов н-алканов, выделяющихся при снижении температуры топлива. При низком содержании н-алканов и достаточном количестве центров для образования комплексов с н-алканами в молекулах депрессора возможно снижение не только температуры застывания топлива, но и температуры помутнения.

Работа выполнена при поддержке Российского научного фонда (Проект №18-79-00095) в Национальном исследовательском Томском политехническом университете.

Литература

1. Farazmand S. et al. 2016. "The effects of additives on the reduction of the pour point of diesel fuel and fuel oil." *Petroleum Science and Technology*. 34(17-18): 1542-1549. <https://doi.org/10.1080/10916466.2016.1200082>.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ДОБАВЛЕНИЯ ДИЗЕЛЬНОЙ ФРАКЦИИ 300-360 °С
НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ДЕЙСТВИЯ ДЕПРЕССОРНОЙ ПРИСАДКИ**

Я.П. Морозова, И.А. Богданов

Научный руководитель - аспирант ОХИ ИШПР ТПУ И.А. Богданов

Национальный исследовательский Томский Политехнический Университет, г. Томск, Россия

Широкое применение дизельного топлива (ДТ) в России приводит к ежегодному росту объемов его потребления. В некоторых регионах страны в связи с суровыми климатическими особенностями возникает потребность именно в зимних и арктических марках ДТ.

Для достижения низкотемпературных характеристик, соответствующих требованиям стандартов, наиболее эффективно и рентабельно вводить в ДТ присадки улучшающие данные характеристики. Однако ввиду специфического механизма взаимодействия низкотемпературных (депрессорных) присадок с углеводородами, входящими в состав ДТ не исключены случаи, в которых присадки не приносят ожидаемого улучшения низкотемпературных характеристик. При этом возможна и обратная ситуация, когда наличие определенных углеводородов в составе ДТ усиливает эффект от использования депрессорной присадки [1].

Для исследования влияния добавления дизельной фракции (ДФ) 300-360 °С на эффективность действия депрессорной присадки были приготовлены смеси прямогонного ДТ с присадкой (индекс Ad) и различными концентрациями ДФ 300-360 °С (Таблица 1). Также была приготовлена смесь без добавления ДФ 300-360 °С, а только с добавлением присадки.

Таблица 1

Рецептуры приготовления смесей

| Смесь | Содержание ДТ, мл | Содержание ДФ, мл |
|-------------|-------------------|-------------------|
| ДТ + 1% ДФ | 49,5 | 0,5 |
| ДТ + 3% ДФ | 48,5 | 1,5 |
| ДТ + 5% ДФ | 47,5 | 2,5 |
| ДТ + 10% ДФ | 45,0 | 5,0 |

Для полученных смесей были определены следующие низкотемпературные свойства: температура помутнения (Тп), температура застывания (Тз) и предельная температура фильтруемости (ПТФ) согласно методикам, представленным в [2, 3, 6]. Результаты отображены в Таблице 2.

Таблица 2

Результаты определения низкотемпературных свойств

| Смесь | Тп | ПТФ | Тз | Изменение низкотемпературных свойств при добавлении ДФ к смеси ДТ с присадкой | | |
|------------------|----|-----|-----|---|-----|----|
| | | | | Тп | ПТФ | Тз |
| | | | | °С | | |
| ДТ + Ad | -6 | -25 | -36 | 0 | 0 | 0 |
| ДТ + 1% ДФ + Ad | -6 | -19 | -35 | 0 | ↑6 | ↑1 |
| ДТ + 3% ДФ + Ad | -6 | -19 | -34 | 0 | ↑6 | ↑2 |
| ДТ + 5% ДФ + Ad | -6 | -17 | -42 | 0 | ↑8 | ↓6 |
| ДТ + 10% ДФ + Ad | -6 | -17 | -36 | 0 | ↑8 | 0 |

Из результатов, представленных в Таблице 2, следует, что присадка оказывает различное действие на низкотемпературные свойства смеси, в зависимости от процента добавления ДФ 300-360 °С. Также можно сказать, что присадка не оказывает влияния на Тп всех смесей. Увеличение содержания ДФ в смеси приводит к снижению эффективности действия присадки в отношении ПТФ. При этом добавление небольшого количества ДФ оказывает незначительное отрицательное влияние (1-2 °С) на Тз смеси, в то время как добавление 5% об. ДФ позволяет понизить Тз смеси на 6 °С, а добавление 10% об. ДФ не изменяет Тз смеси. Полученные результаты свидетельствуют о том, что для более эффективного действия присадки и подбора ее концентрации необходимо учитывать содержание тяжелой ДФ в товарном топливе.

На следующем этапе работы было исследовано влияние добавления тяжелой ДФ на прочие характеристики товарного ДТ. Для полученных смесей были определены плотность и кинематическая вязкость, согласно методикам,

представленным в [7, 5]. Результаты отображены в Таблице 3. Далее полученные результаты были соотнесены с требованиями, изложенными в [4].

Таблица 3

Результаты определения физико-химических свойств

| Смесь | Плотность при 15 °С, кг/м ³ | Вязкость при 20 °С, мм ² /с |
|------------------|--|--|
| ДТ + Ad | 836,3 | 4,0514 |
| ДТ + 1% ДФ + Ad | 836,8 | 4,0176 |
| ДТ + 3% ДФ + Ad | 837,6 | 4,1423 |
| ДТ + 5% ДФ + Ad | 838,8 | 4,3072 |
| ДТ + 10% ДФ + Ad | 841,1 | 4,6118 |

Исходя из результатов, представленных в Таблице 3, можно сделать вывод, что добавление тяжелой ДФ существенно не сказывается на значениях плотности и кинематической вязкости смесей. Полученные результаты соответствуют требованиям для следующих марок товарного ДТ: Л, Е, З.

Таким образом полученные результаты позволяют заключить: добавление ДФ с пределами выкипания 300-360 °С к смеси ДТ с депрессорной присадкой не влияет на Тп смеси; незначительно влияет на физико-химические свойства смеси; отрицательно влияет на ПТФ, при этом с увеличением содержания ДФ в смеси отрицательный эффект усиливается. Добавление 5% об. ДФ к смеси ДТ с присадкой позволяет снизить Тз смеси на 6 °С.

Полученные результаты согласуются с механизмом действия депрессорных присадок. Присадка начинает действовать при образовании первых кристаллов парафинов. При этом добавление ДФ 300-360 °С увеличивает содержание высококипящих (легкозастывающих, тяжелых) компонентов, которые быстро кристаллизуются и запускают действие присадки. Отрицательное влияние на ПТФ при этом, по-видимому, связано с размерами кристаллов тяжелых компонентов, поскольку несмотря на то, что присадка останавливает рост кристаллов, исходные кристаллы достаточны велики и в любом случае забивают фильтр. При этом присадка все же мешает кристаллам соединиться в полноценную твердую структуру, что подтверждают результаты, полученные для Тз. Стоит отметить, что полученные результаты имеют важное практическое значение поскольку вовлечение тяжелых ДФ в производство товарных топлив, позволяет значительно увеличить сырьевой пул предприятий.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ и Томской области в рамках научного проекта № 19-48-703025.

Литература

1. Богданов И., Алтынов А.А., Белинская Н.С., Киргина М.В. Исследование влияния состава прямогонных дизельных топлив на эффективность действия низкотемпературных присадок // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2018. – № 11. – с. 37-42.
2. ГОСТ 20287-91 «Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания». [Электронный ресурс] – URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200005428> (дата обращения 25.12.2019).
3. ГОСТ 22254-92 «Топливо дизельное. Метод определения предельной температуры фильтруемости на холодном фильтре». [Электронный ресурс] – URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200007956> (дата обращения 25.12.2019).
4. ГОСТ 305-2013 Топливо дизельное. Технические условия. [Электронный ресурс] – URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200107826> (дата обращения 25.12.2019).
5. ГОСТ 33-2000 (ИСО 3104-94) «Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости. [Электронный ресурс] – URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200019821> (дата обращения 25.12.2019).
6. ГОСТ 5066-91 «Топлива моторные. Методы определения температуры помутнения, начала кристаллизации и кристаллизации». [Электронный ресурс] – URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200007918> (дата обращения 25.12.2019).
7. ГОСТ ISO 12185:1996 «Нефть сырая и нефтепродукты. Определение плотности. Метод с применением осциллирующей U-образной трубки». [Электронный ресурс] – URL: <http://docs.cntd.ru/document/461912604> (дата обращения 07.01.2019).

**СРАВНЕНИЕ ГРУППОВОГО СОСТАВА ПРЯМОГОННЫХ ДИЗЕЛЬНЫХ ТОПЛИВ,
ОПРЕДЕЛЕННОГО АНИЛИНОВЫМ МЕТОДОМ**

Н.П. Никонова, И.А. Богданов

Научный руководитель - доцент М.В. Киргина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Дизельное топливо (ДТ) имеет ряд значительных преимуществ перед бензином, кроме того используется в качестве топлива для грузовых автомобилей, в связи с чем потребность в данном нефтепродукте с каждым годом возрастает. Однако наряду с преимуществами, дизельное топливо имеет существенный недостаток – в зимнее время возникает трудность запуска дизельных двигателей, что связано с потерей топливом текучести при низких температурах. Именно поэтому для различных сезонов выпускаются дизельные топлива с различными эксплуатационными характеристиками. В Российской Федерации согласно [2] и [4] выпускают дизельные топлива таких марок как летнее, межсезонное, зимнее и арктическое. Данные виды топлива отличаются между собой условиями эксплуатации и низкотемпературными характеристиками, которые с учетом климатических особенностей, являются наиболее значимыми показателями для Российской Федерации.

В связи с чем, на сегодняшний день, одной из важных проблем нефтеперерабатывающей промышленности является увеличение объемов производства дизельных топлив с улучшенными низкотемпературными свойствами.

Наиболее распространенный способ на производстве – это применение депрессорных присадок.

Углеводородный состав дизельного топлива в отличие от состава бензина строго не регламентируется. Как правило, дизельное топливо состоит из парафиновых (10-60 % мас.), нафтеновых (20-40 % мас.) и ароматических (15-30 % мас.) углеводородов.

Так как технологии производства дизельного топлива и состав сырья у каждого предприятия отличаются, свойства товарного топлива также будут различны, что существенно влияет на эффективности действия добавляемых в дизельное топливо депрессорных присадок [1].

Цель данной работы – сравнение группового углеводородного состава различных образцов прямогонного дизельного топлива, полученного с различных нефтеперерабатывающих производств.

В качестве объекта исследования были выбраны три образца дизельного топлива, им были присвоены численные шифры 1, 2 и 3.

В ходе работы был исследован групповой углеводородный состав образцов согласно методу, описанному в [3]. Данная методика, для количественного определения содержания в образце углеводородов различных классов, таких как парафиновые, нафтеновые и ароматические, использует метод анилиновых точек.

Этот метод основан на различной растворимости углеводородов различных классов в анилине. Сущность метода заключается в разделении дизельного топлива на 50-ти градусные фракции, после чего каждая фракция анализируется по отдельности. Итоговый углеводородный состав образца определяют с учетом содержания 50-ти градусных фракций, на основании фракционного состава образца.

Результаты определения группового состава образцов ДТ представлены в таблицах 1-3.

Таблица 1

Групповой состав образца ДТ №1

| Предел выкипания фракции, °С | Содержание углеводородов, % мас. | | |
|------------------------------|----------------------------------|------------|-------------|
| | Ароматические | Нафтеновые | Парафиновые |
| 150-200 | 32,48 | 0,00 | 67,52 |
| 200-250 | 37,79 | 0,00 | 63,21 |
| 250-300 | 31,07 | 13,10 | 55,84 |
| 300-350 | 35,80 | 11,88 | 52,32 |
| Содержание в образце | 34,54 | 10,88 | 54,58 |

Таблица 2

Групповой состав образца ДТ №2

| Предел выкипания фракции, °С | Содержание углеводородов, % мас. | | |
|------------------------------|----------------------------------|------------|-------------|
| | Ароматические | Нафтеновые | Парафиновые |
| < 150 | 9,27 | 21,89 | 68,84 |
| 150-200 | 16,34 | 29,28 | 54,38 |
| 200-250 | 21,75 | 32,08 | 46,17 |
| 250-300 | 29,62 | 19,71 | 50,67 |
| 300-350 | 34,52 | 8,84 | 56,64 |
| Содержание в образце | 25,34 | 20,33 | 54,33 |

Групповой состав образца ДТ №3

| Предел выкипания фракции, °С | Содержание углеводородов, % мас. | | |
|------------------------------|----------------------------------|------------|-------------|
| | Ароматические | Нафтеновые | Парафиновые |
| 150-200 | 16,45 | 31,75 | 51,80 |
| 200-250 | 22,06 | 36,63 | 41,31 |
| 250-300 | 26,89 | 22,66 | 50,45 |
| 300-350 | 32,76 | 9,75 | 57,49 |
| Содержание в образце | 25,55 | 23,98 | 50,47 |

Как можно видеть из данных, представленных в таблицах 1-3, образцы дизельных топлив имеют различный состав, кроме того, соотношение узких фракций в топливах также различается.

У образца №1 во фракциях, выкипающих при температурах 150-200 °С и 200-250 °С в составе отсутствуют нафтеновые углеводороды, вместе с тем, содержание парафинов крайне высоко – 67,52 % мас. и 63,21 % мас. соответственно.

У образцов дизельного топлива №2 и №3 наблюдается следующая зависимость: содержание ароматических углеводородов увеличивается с повышением температуры выкипания фракции.

Если сравнить групповой состав образцов №№1-3 видно, что у образца №1 содержание парафинов и ароматических выше – 54,58 % мас. и 34,54 % мас. соответственно, а содержание нафтеновых наоборот ниже – 10,88 % мас., чем у остальных образцов. Наибольшим содержанием нафтеновых углеводородов в составе характеризуется образец дизельного топлива №3 – 23,98 % мас.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ и Томской области в рамках научного проекта № 19-48-703025.

Литература

1. Богданов И., Алтынов А.А., Белинская Н.С., Киргина М.В. Исследование влияния состава прямогонных дизельных топлив на эффективность действия низкотемпературных присадок // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2018. – № 11. – с. 37-4
2. ГОСТ 305-2013 «Топливо дизельное. Технические условия» [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru>. – Дата обращения: 10.02.2020 г.
3. Определение группового и структурно – группового составов нефтяных фракции: Методические указания к лабораторной работе для студентов химико-технологического факультета / сост. О.С. Сухинина, А.И. Левашова – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 22 с.
4. Технический регламент таможенного союза ТР ТС 013/2011 «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту». [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru>.

ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ ПРЕВРАЩЕНИЙ СЕРУСОДЕРЖАЩИХ СОЕДИНЕНИЙ В ПРОЦЕССЕ КАТАЛИТИЧЕСКОГО КРЕКИНГА

А.А. Орешина, Е.К. Вымятин, Г.Ю. Назарова

Научный руководитель - профессор Е.Н. Ивашкина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Сера в нефтях и продуктах их переработки является самым распространенным гетероэлементом [6]. Её содержание в нефтепродуктах жестко контролируется и составляет от нескольких сотых процента до 6% [6].

Серосодержащие соединения неравномерно распределяются по фракциям нефти, как правило, их концентрация увеличивается с повышением температуры кипения.

В отличие от других гетероэлементов, которые содержатся в основном в тяжелой асфальто-смолистой части нефти, сера в значительном количестве присутствует и в дистиллятных фракциях, причиняя значительный вред в процессе переработки нефти при отравлении катализаторов и при эксплуатации нефтепродуктов.

Наличие серы в топливах оказывает негативное влияние на их характеристики, которое выражается в появлении различных отрицательных эффектов, таких как значительное ухудшение детонационных свойств, уменьшение стабильности, увеличение нагарообразования, смолообразование, усиление коррозионной активности, ухудшение смазывающих свойства, уменьшение сроков службы катализаторов, повышение токсичности. Сгорание сернистых соединений приводит к выделению SO₂ и SO₃, при гидратации которых образуются сернистая и серная кислоты. Воздействие кислот на стенки цилиндров и другие части двигателя и нефтеперерабатывающее оборудование приводят к коррозии. При попадании серной кислоты в масла происходит образованию смолистых продуктов, служащих причиной появления нагара, ускоряющего износ двигателя.

Наличие сернистых соединений в бензинах каталитического крекинга накладывает значительные ограничения при вовлечении бензинов крекинга в процесс компаундирования. В зависимости от технологии

**СЕКЦИЯ 12. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2 – ХИМИЧЕСКАЯ ТЕХНОЛОГИЯ
ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ.**

каталитического крекинга переработке подвергаются различные виды сырья, в том числе без предварительной гидроочистки.

Учитывая сопряженность стадий гидроочистки и крекинга содержание серы в сырье может изменяться в широком диапазоне, непрерывное изменение характеристик перерабатываемого сырья по групповому и фракционному составам, в том числе содержанию смол, серусодержащих соединений, значительно влияет на выход и состав продуктов крекинга, следовательно, требуется корректировка технологических режимов работы реакционных аппаратов на стадии каталитического превращения.

Все вышесказанное дает основания считать содержание серы в нефти и нефтепродуктах является одной из ключевых характеристик, которую постоянно необходимо контролировать [6]. Распределение серы в сырье и продуктах существенно зависит от типа перерабатываемого сырья (состава и предварительной обработки) и условий эксплуатации промышленных процессов. Это обуславливает актуальность создания математической модели процесса каталитического крекинга пригодной для прогнозирования распределения серы в продуктах крекинга в зависимости от концентрации сернистых соединений в сырье процесса, в дальнейшем это позволит корректировать рецептуры товарных нефтепродуктов на стадии компаундирования в зависимости при изменении данного параметра.

Целью данной работы является термодинамический анализ реакций каталитического крекинга с участием сернистых соединений процессе на основе квантово-химического моделирования электронной структуры молекул.

В ходе выполнения лабораторных работ были применены методики определения содержания серы с помощью анализатора серы СПЕКТРОСКАН S(SL). Установлено, что общее содержание серы в сырье относительно его массы изменяется в диапазоне 0,078-0,103 % мас (таблица 1).

Таблица 1

Результаты анализа содержания серы в сырье и продуктах каталитического крекинга

| Сырье № | 1 | 2 | 1 | 2 | 1 | 2 | 1 | 2 |
|------------------------|--------------------|-------|----------------|-------|-----------------|-------|---------------------|--------|
| Название | Сырье кат.крекинга | | Легкий газойль | | Тяжелый газойль | | Нестабильный бензин | |
| Содержание серы, %мас. | 0,078 | 0,103 | 0,177 | 0,102 | 0,551 | 0,564 | 0,0127 | 0,0085 |

Согласно полученным данным наибольшая концентрация серосодержащих соединений в тяжелом газойле (0,551-0,564 %мас.), содержание серы в легком газойле составляет (0,177-0,102 %мас.) и снижается с уменьшением температуры кипения фракции (содержание серы в нестабильном бензине (0,0127-0,0085 %мас.)).

Поскольку на установке каталитического крекинга комплекса КТ-1/1 предусмотрена гидроочистка сырья, в ходе которой удаляется основное количество легкоудаляемых серусодержащих соединений – меркаптанов, сульфидов, дисульфидов, на стадии этапе каталитического превращения в лифт-реакторе сырье насыщенно производными бензо- и дибензотиофена, которые трудно подвергаются разрушению в условиях каталитического крекинга [3,4].

В связи с этим на данном этапе оценены термодинамические параметры реакций преимущественно с участием этих углеводородов и их производных, а также алкилтиофенов с длинными алкильными заместителями, характерных для средне- и высокомолекулярных нефтяных фракций.

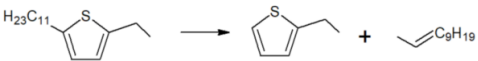

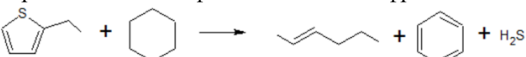
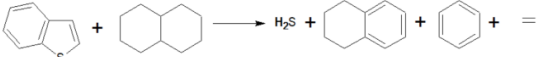
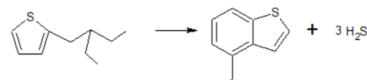
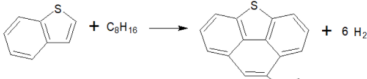
Реакции крекинга тиофенов и бензотиофенов протекают через ряд стадий [2] при переносе водорода с последующим крекингом с образованием олефинов и сероводорода. Причем, олефины в дальнейшем участвуют в реакциях переноса водорода с образованием изоалканов. Авторами [5] было подтверждено, что степень превращения сернистых соединений зависит от Н-донорной активности углеводородов в сырье и увеличивается в ряду арены<парафинынафтены.

В связи с этим реакций с участием тиофенов рассмотрены в присутствии донора водорода (декалина или циклогексана).

В таблице 2 представлены результаты термодинамического анализа реакций превращений сернистых соединений сырья и продуктов процесса на примере реакций деалкилирования сернистых соединений сырья, крекинга циклизации и конденсации алкилтиофенов и бензотиофенов, присутствие которых характерно для бензиновой фракции и легкого газойля.

Таблица 2

Термодинамические параметры реакций крекинга и деалкилирование алкил и бензо-тиофенов

| Реакция | $\Delta_rH^\circ_{768-848}$, кДж/моль | $\Delta_rG^\circ_{768-848}$, кДж/моль |
|---|---|---|
| Деалкилирование сернистых компонентов сырья | | |
| – с образованием алкилтиофенов бензиновой фракции  | 85,44÷82,92 | –(53,48÷58,78) |
| – с образованием бензотиофенов легкого газойля  | 83,57÷82,60 | –(44,14–57,39) |
| Крекинг сернистых соединений бензиновой фракции и легкого газойля в присутствии донора водорода | | |
| – крекинг алкилтиофенов бензиновой фракции  | 64,15÷66,63 | –(93,85÷113,61) |
| – крекинг бензотиофенов легкого газойля  | 104,71÷103,30 | –(165,60÷193,69) |
| Циклизация и дегидрирование алкилтиофенов с образованием бензотиофенов  | 166,02÷166,52 | –(101,76÷129,67) |
| Конденсация бензотиофенов с олефинами с образованием смол  | 328,02÷330,19 | – (92,83–136,78) |
| Циклизация олефинов с образованием алкилтиофенов $C_6H_{12}+H_2S=2,5\text{-диметилтиофен}+2H_2$ | 158,10–159,39 | –(8,61÷26,05) |

Установлено, что изменение энергии Гиббса реакций деалкилирования алкилтиофенов и бензотиофенов сырья и изменяются в интервале $-(53,48\div58,78)$ и $-(44,14-57,39)$ кДж/моль, термодинамическая вероятность реакций деалкилирования (при температуре 810 К) возрастает с увеличением длины алкильного заместителя от C2 до C6 – $(8,45-49,97)$ и $-(11,12-51,12)$ кДж/моль – для алкилтиофенов и алкилбензотиофенов соответственно. Реакции крекинга алкилтиофенов $-(93,85\div113,61)$ кДж/моль и алкилбензотиофенов $-(165,60\div193,69)$ кДж/моль бензиновой фракции и легкого газойля до сероводорода с учетом стадии переноса водорода характеризуются наибольшей термодинамической вероятностью в условиях каталитического крекинга.

Выполненные термодинамические расчеты показали, что высокой термодинамической вероятностью характеризуются реакции циклизации алкилтиофенов с числом углеродных атомов в алкильном заместителе более трех с последующим дегидрированием $-(101,76\div129,67)$ кДж/моль и олефинов с сероводородом с образованием алкилтиофенов (на примере образования 2,5-диметилтиофена $-(8,61-26,05)$ кДж/моль). Кроме того, высокая термодинамическая вероятность характерна для реакций с образованием тяжелых соединений из бензотиофенов и олефинов (изменение энергии Гиббса составляет $-(92,83-136,78)$ кДж/моль).

Таким образом, установленные термодинамические закономерности реакций сернистых соединений будут использованы при разработке схемы превращений углеводородов в процессе каталитического крекинга с участием высокомолекулярных углеводородов вакуумного дистиллята и серосодержащих соединений.

Литература

1. Corma A., Martinez C., Ketley G., Blair G. On the mechanism of sulfur removal during catalytic cracking // Applied catalysis A: general. – 2001. – №208. P. 135 – 152.
2. Leflaive P., Lemberon J.U., Perot G., Mirgain C., Carriat J.Y., Colin J.M. Formation of sulfur-containing compounds under Fluid Catalytic Cracking reaction conditions // Studies in Surface Science and Catalysis. – Vol. 130. – P. 2465 – 2470.
3. Vutolkina A. V., Glotov A.P., Egazar'yants S. V., Talanova M. Yu., Sinikova N.A., Kardashev S. V., Maksimov A. L., Karakhanov E. A. Hydrocracking of vacuum gas oil using bimetallic Ni-Mo sulfided catalysts based on mesoporous aluminosilicate Al-HMS // Chemistry and Technology of Fuels and Oils. – 2016. - №5. – P.34 – 41.
4. Глотов А.П. Обессеривающие добавки к катализаторам крекинга нефтяного сырья: Автореферат. Диссертация на соискание ученой степени кандидата химических наук. – Москва, 2016г. – 150 с.
5. Потепенко О.В. Термические и каталитические превращения сераорганических соединений в процессе крекинга нефтяного сырья: Автореферат. Диссертация на соискание ученой степени кандидата химических наук. – Омск, 2012г. – 140 с.
6. Харлампиди Х.Э. Сераорганические соединения нефти, методы очистки и модификации // Соросовский Образовательный журнал. – 2000. – Т.6. – С. 42 – 46.

**ДОБАВЛЕНИЕ ТЯЖЕЛЫХ Н-ПАРАФИНОВ, КАК СПОСОБ
ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДЕЙСТВИЯ ДЕПРЕССОРНЫХ ПРИСАДОК**

А.М. Орлова, М.В. Киргина

Научный руководитель - доцент М.В. Киргина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В связи с высоким спросом на зимние и арктические марки производство дизельного топлива (ДТ) с улучшенными низкотемпературными свойствами путем добавления низкотемпературных присадок является крайне актуальным.

Эффективность действия депрессорных присадок во многом зависит от состава топлива. Присутствие н-парафинов в топливах значительно ухудшает их низкотемпературные свойства, т.к. данные углеводороды имеют высокую температуру застывания. Однако, механизм действия депрессорных присадок заключается во взаимодействии с н-парафинами и для того, чтобы присадка начала действовать, критически важным является формирование первых кристаллов н-парафинов. Соответственно наличие или добавление небольшого количества тяжелых н-парафинов должно запускать действие депрессорной присадки и положительно влиять на эффективность ее действия.

Таким образом целью данного исследования является установление зависимости повышения эффективности действия депрессорных присадок от количества добавляемых тяжелых н-парафинов.

В качестве объекта исследования был выбран образец прямогонного ДТ, его смеси с депрессорной присадкой (индекс Ad), а также тяжелыми н-парафинами (индекс П). Присадка использовалась в концентрации 0,26 мл на 100 мл ДТ (концентрация, рекомендованная производителем присадки). Тяжелые н-парафины были получены путем вымораживания из образца тяжелого вакуумного газойля.

Результаты определения низкотемпературных свойств образца прямогонного ДТ и его смеси с депрессорной присадкой (ДТ + Ad), согласно методикам, описанным в [1-3] представлены в таблице 1 (ПТФ – предельная температура фильтруемости).

Таблица 1

Результаты определения низкотемпературных свойств ДТ и ДТ + Ad

| Смесь | <i>T</i> помутнения, °С | ПТФ, °С | <i>T</i> застывания, °С |
|---------|-------------------------|---------|-------------------------|
| ДТ | -4 | -5 | -16 |
| ДТ + Ad | -5 | -25 | -42 |

Как можно видеть из данных, представленных в таблице 1, добавление присадки позволяет снизить температуру помутнения образца ДТ на 1 °С, ПТФ – на 20 °С, температуру застывания – на 26 °С.

Далее были приготовлены смеси образца прямогонного ДТ с тяжелыми н-парафинами (ДТ + П), а также смеси образца прямогонного ДТ, депрессорной присадки и тяжелых н-парафинов (ДТ + Ad + П). Используемые концентрации тяжелых н-парафинов – 1,00 % мас., 0,50 % мас., 0,25 % мас., 0,10 % мас., 0,05 % мас. Результаты определения низкотемпературных свойств смесей ДТ + П представлены в таблице 2, символом Δ – обозначено изменение низкотемпературных свойств относительно свойств чистого образца ДТ.

Таблица 2

Результаты определения низкотемпературных свойств смесей ДТ + П

| Смесь | <i>T</i> помутнения, °С | ПТФ, °С | <i>T</i> застывания, °С |
|--------------|-------------------------|-----------|-------------------------|
| ДТ | -4 | -5 | -16 |
| ДТ + 1,00% П | +3 | -3 | -6 |
| Δ | ↑7 | ↑2 | ↑10 |
| ДТ + 0,50% П | +1 | -4 | -12 |
| Δ | ↑5 | ↑1 | ↑4 |
| ДТ + 0,25% П | +1 | -4 | -13 |
| Δ | ↑5 | ↑1 | ↑3 |
| ДТ + 0,10% П | +1 | -5 | -15 |
| Δ | ↑5 | 0 | ↑1 |
| ДТ + 0,05% П | -3 | -5 | -15 |
| Δ | ↑1 | 0 | ↑1 |

Как можно видеть из данных, представленных в таблице 2, добавление тяжелых н-парафинов приводит к ухудшению всех низкотемпературных свойств, однако добавление 0,25 % мас. и менее тяжелых н-парафинов не влияет на ПТФ смесей, добавление 0,05 % мас. и менее тяжелых н-парафинов не влияет на температуру застывания смесей.

Результаты определения низкотемпературных свойств смесей ДТ + Ad + П представлены в таблице 3, символом Δ – обозначено изменение низкотемпературных свойств относительно свойств смеси образца ДТ с присадкой без добавления тяжелых н-парафинов.

Таблица 3

Результаты определения низкотемпературных свойств смесей ДТ + Ad + П

| Смесь | <i>T</i> помутнения, °С | ПТФ, °С | <i>T</i> застывания, °С |
|-------------------|-------------------------|------------|-------------------------|
| ДТ + Ad | -5 | -25 | -42 |
| ДТ + Ad + 1,00% П | +3 | -13 | -36 |
| Δ | ↑8 | ↑12 | ↑6 |
| ДТ + Ad + 0,50% П | +1 | -21 | -27 |
| Δ | ↑6 | ↑4 | ↑15 |
| ДТ + Ad + 0,25% П | -1 | -28 | -39 |
| Δ | ↑4 | ↓3 | ↑3 |
| ДТ + Ad + 0,10% П | -1 | -31 | -39 |
| Δ | ↑4 | ↓6 | ↑3 |
| ДТ + Ad + 0,05% П | -3 | -23 | -43 |
| Δ | ↑2 | ↑2 | ↓1 |

Как можно видеть из данных, представленных в таблице 3, добавление 0,50 % мас. и 1,00% мас. тяжелых н-парафинов ухудшает низкотемпературные свойства смесей ДТ + Ad + П, однако добавление 0,25 % мас. тяжелых н-парафинов усиливает эффективность присадки в отношении ПТФ на 3 °С, а 0,10 % мас. тяжелых н-парафинов – на 6 °С. При добавлении 0,05 % мас. тяжелых н-парафинов данный эффект в отношении ПТФ нивелируется, однако усиливается действие присадки в отношении температуры застывания на 1 °С.

Таким образом, установлено, что добавление небольшого количества (0,25-0,10 % мас.) тяжелых н-парафинов повышает эффективность действия депрессорной присадки в отношении ПТФ ДТ, что является перспективным для получения низкозастывающих марок топлива.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ и Томской области в рамках научного проекта № 19-48-703025.

Литература

- ГОСТ 5066-91 «Топлива моторные. Методы определения температуры помутнения, начала кристаллизации и кристаллизации» [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. URL: <http://vsegost.com>, свободный. – Дата обращения: 22.12.2019 г.
- ГОСТ EN 116-2013 «Топлива дизельные и печные бытовые. Метод определения предельной температуры фильтруемости» [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. – URL: <http://vsegost.com>, свободный. – Дата обращения: 22.12.2019 г.
- ГОСТ 20287-91 «Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания». [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. URL: <http://vsegost.com>, свободный. – Дата обращения: 22.12.2019 г.

**СЕКЦИЯ 12. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2 – ХИМИЧЕСКАЯ ТЕХНОЛОГИЯ
ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ.**

СРАВНЕНИЕ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ СВОЙСТВ ДИЗЕЛЬНЫХ И ГАЗОЙЛЕВЫХ ФРАКЦИЙ

А.А. Павлова, А.С. Мамец, В.В. Машнич

Научный руководитель - научный сотрудник Е.В. Францина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Дизельное топливо – продукт прямой перегонки нефти, который в первую очередь используется в двигателях внутреннего сгорания. Основные сферы применения дизельного топлива: отрасли химической, авиационной, железнодорожной, военной промышленности [1].

Газойль – продукт дистилляции нефти или нефтепродуктов, реализуемый как добавка в дизельную фракцию и как топливо для котельных и грузовых автомобилей. Использование атмосферного газойля в качестве топлива для легковых автомобилей в большом объеме ограничено. Это обусловлено низкими потребительскими свойствами.

В районах с холодным климатом возникает вопрос, какое топливо пригодно для данной местности для его наилучшего хранения, транспортировки и эксплуатации. Для определения прокачиваемости топлива в условиях низких температур выделяют ряд показателей: температура застывания, температура помутнения и предельная температура фильтруемости. По значению данных температур эксплуатируемое топливо делят на летнее, зимнее, арктическое в соответствии с ГОСТ 5066-91 (ИСО 3013-74) «Топлива моторные. Методы определения температуры помутнения, начала кристаллизации и кристаллизации» [2].

Температура помутнения или начала кристаллизации – это максимальная температура, при которой топливо начинает мутнеть в силу образования кристаллов льда и кристаллов строения парафиновых углеводородов. Подвижность топлива при последующем выпадении кристаллов становится невозможной, что характеризуется температурой застывания. Третий важный фактор, температура предельной фильтруемости – способность топлива при охлаждении в стандартизированных условиях проходить через фильтрующую установку с необходимой скоростью [3].

Целью данной работы является экспериментальное определение низкотемпературных свойств образцов дизельных и газойлевых фракций и их сравнение для возможной транспортировки, хранения и применения в местах с низкими температурами.

В качестве объекта исследования были взяты 13 образцов дизельных (ДФ) и газойлевых (ГФ) фракций. Для каждого рассматриваемого образца были определены эксплуатационные характеристики.

Изучение проводилось с помощью измерителя низкотемпературных показателей нефтепродуктов ИНПН SX-800. Действие прибора основано на изменении оптической проницаемости дизельных топлив при постепенном понижении температуры пробы. Измерение и анализ результата измерения осуществляется электронным блоком управления в реальном масштабе времени.

Сущность метода состоит в том, что происходит регистрация амплитуды инфракрасного светового потока: излучает один светодиод, а принимает - другой, который расположен на противоположной стороне пробирки с пробой. Температура помутнения фиксируется в момент, когда пропускная способность светового потока уменьшается вследствие начала помутнения пробы. При существенных помутнениях пробы методом расчетов определяется предельная температура фильтруемости. При дальнейшем охлаждении пробы происходит перекрытие светового потока, что позволяет определить температуру кристаллизации. Электронный температурный датчик, закрепленный в криостате, контролирует температуру пробы.

При определении температуры застывания микропроцессор сообщает скорость для предварительного охлаждения пробы до температуры ниже предполагаемой температуры кристаллизации на 5-15°C. Криостат переходит в режим нагревания после того, как груз автоматически опускается на поверхность охлажденного образца. Контроль скорости нагрева реализуется микропроцессором. Измерение температуры начинается с того момента, когда груз, при последующем нагревании застывшей пробы, начинает движение.

Данные о низкотемпературных свойствах образцов представлены в таблице 2. При анализе полученных данных нетрудно заметить, что некоторые образцы имеют отрицательные температуры кристаллизации, другие же напротив - положительные.

Температуры застывания связаны, главным образом, с содержанием высокомолекулярных парафиновых углеводородов нормального строения, которые в первую очередь выпадают при охлаждении. Дизельные топлива представлены сложной смесью молекул углеводородов с содержанием n-парафинов с цепью углеродов от C₉ до C₃₆. В газойлевых фракциях содержание длинноцепочечных парафинов n-строения больше, чем в дизельных. Температуры их застывания намного выше. Устанавливается зависимость низкотемпературных свойств от молекулярной массы углеводородов: чем больше содержание углеводородов с высокой молекулярной массой, тем хуже эксплуатационные характеристики топлива. Данную зависимость можно проследить на примере справочных данных углеводородов класса «Алканы», собранных в таблице 1 [4].

Таблица 1

Справочные данные зависимости температуры застывания от молекулярной массы углеводородов

| Алкан | Tз, °C |
|----------|---------|
| n-Пентан | -129,72 |
| n-Гексан | -95,32 |
| n-Гептан | -90,6 |
| n-Октан | -56,798 |
| n-Нонан | -53,535 |

Таблица 2

Низкотемпературные свойства дизельных и газойлевых фракций, полученные экспериментальным путем

| № образца | Тр*, °С | Тз**, °С | Тф***, °С |
|-----------|---------|----------|-----------|
| ДФ№1 | -6,8 | -18,3 | -14,2 |
| ДФ№2 | -4,2 | -13,9 | -6,8 |
| ГФ№3 | 11,2 | 8,3 | 9,5 |
| ДФ№4 | -9,9 | -17,8 | -11,7 |
| ГФ№5 | 10,7 | 11,3 | 8,8 |
| ДФ№6 | -17,5 | -24,1 | -23,5 |
| ДФ№7 | -9,1 | -13,1 | -11,8 |
| ДФ№8 | -23 | -28,1 | -24,3 |
| ДФ№9 | 6,1 | -4,4 | 4,1 |
| ГФ№10 | 12,3 | 7,4 | 10,2 |
| ГФ№11 | 10 | 10,3 | 7,1 |
| ГФ№12 | 14 | 11,4 | 12,4 |
| ГФ№13 | 12,3 | 12,4 | 10,9 |

*Тр - температура помутнения

**Тз - температура застывания

***Тф - температура фильтруемости

При анализе образца № 1 получены следующие данные: Тз= -18,3 °С, Тр=-6,8°С, Тф=-14,2°С. Показатели отрицательные, следовательно, образец относится к дизельным фракциям.

Образец №2 также имеет низкие эксплуатационные характеристики: Тз= -13,9 °С, Тр=-4,2°С, Тф=-6,8°С. Делаем вывод, что данный образец соответствует дизельной фракции.

Полученные значения образца № 3 хуже, по сравнению с № 1 и 2. Положительные температуры Тз= 8,3 °С, Тр=11,2°С, Тф= 9, 5°С. Образец является фракцией атмосферного газойля.

Образцы № 4,6 и 7,9 имеют отрицательные температуры застывания. Из получившихся результатов мы наблюдаем, что это дизельные фракции.

Образцы № 5, 10, 11 и 12 являются газойлевыми фракциями, о чем свидетельствуют их высокие температуры кристаллизации. Оптимально использование их в качестве добавок для дизельного топлива.

Образец № 8 имеет наилучшие низкотемпературные характеристики: Тз= -28,1°С, Тр=-23 °С, Тф= -24,3 °С. Для достижения наибольшего результата можно использовать различные присадки. Применение данного образца в качестве зимнего топлива в большей мере уместно.

Образец № 13 меньше всего подходит для использования в качестве топлива. Характеристики данного образца непригодны для северных районов и применение его нецелесообразно.

Таким образом, в ходе данной работы экспериментально были получены низкотемпературные параметры двух фракций, дизельных и газойлевых. Было установлено, что фракции имеют существенные отличия в низкотемпературных свойствах, что зависит от их углеводородного состава. Нетрудно заметить, что наиболее массовым является летний сорт топлива, доля арктических сортов топлив существенно мала, что неспособно удовлетворить постоянно растущие потребности страны.

Работа выполнена при поддержке Российского научного фонда (Проект № 18-79-00095) в Национальном исследовательском Томском политехническом университете.

Литература

1. Агаев, С.Г. Улучшение низкотемпературных свойств дизельных топлив [Электронный ресурс] / С.Г. Агаев, А.М. Глазунов, С.В. Гуляев, Н.С. Яковлев. — Электрон. журн. — Тюмень: ТюмГНГУ, 2009. — Режим доступа: <https://ru.b-ok.cc/book/2981671/2615dc>, свободный
2. ГОСТ 5066-91 (ИСО 3013-74) Топлива моторные. Методы определения температуры помутнения, начала кристаллизации и кристаллизации. Введ. 28.12.91 N 2261
3. Синюта В.Р. Система методов контроля низкотемпературных и экологических свойств дизельных топлив: дис. канд. технич. наук. – Красноярск: СФУ, 2019. – Режим доступа: <http://elib.sfu-kras.ru/handle/2311/112688>
4. Татевский В.М. Физико-химические свойства индивидуальных углеводородов. – М: Гостоптехиздат, 1960. - 414 с.

**СЕКЦИЯ 12. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2 – ХИМИЧЕСКАЯ ТЕХНОЛОГИЯ
ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ.**

ИССЛЕДОВАНИЕ ТОНКОДИСПЕРСНЫХ ПОРОШКОВ В СИНТЕЗЕ ФИШЕРА-ТРОПША

В.А. Пивовар, Е.В. Попок

Научный руководитель – к.х.н., С.П. Журавков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Технология синтеза Фишера-Тропша довольно актуальна в нынешнее время ввиду таких факторов, как необходимость утилизации углеродсодержащих продуктов, ужесточением требований к характеристикам и свойствам моторных топлив, или монетизацией попутного нефтяного газа, который так тщательно сжигается на факельных установках российской нефтедобывающей промышленности. На современном производстве в оформлении процесса одну из передовых ролей играет катализатор. Выбор того или иного катализатора зависит от качества и свойств используемого сырья, условий протекания технологического процесса и потребностей рынка в конечных продуктах. В связи с вышесказанным основным направлением развития синтеза Фишера-Тропша является разработка и исследование катализаторов нового поколения, объединяющие в себе такие характеристики как высокая селективность, продуктивность, а главное стабильность отклика при введении технологического процесса.

В мировой промышленности известно достаточно много способов получения различных порошков. Одним из перспективных способов является метод электрического взрыва проводника. Для экспериментов использовали скрутку из 4-х проводников: 3 стальные проволоки марки СВ08, диаметром 0,4 мм. (содержание Fe не менее 98,5 масс.%) и одну кобальтовую проволоку марки К1 диаметром 0,3 мм. (содержание Co не менее 99 масс.%). Опыты проводили с использованием конденсаторной батареи суммарной емкостью 2,7 мкФ, которую заряжали до начального уровня напряжения 30 кВ. Длина взрываемого проводника составляла 70 мм, все эксперименты осуществлялись в среде аргона при давлении 2 атм. [1].

После гомогенизации порошок анализировался в процессе синтеза жидких углеводородов в качестве катализатора по методу Фишера-Тропша.

Исследования были проведены на лабораторной установке, разработанной и изготовленной ЗАО «Катакон», г. Новосибирск, работающей при повышенном давлении, схема которой представлена на рисунке 1 [2]. После загрузки в реактор, катализатор просушивался при температуре 120 °С в среде азота для удаления химически несвязанной воды с поверхности активных центров катализатора. Все образцы порошка подвергались предварительному восстановлению в токе водорода в течение 3 часов при температуре 300 °С. Восстановление образцов катализатора позволяет удалять с их поверхности связанную воду и другие газы, адсорбированные из окружающей среды.

Опыты проводились при следующих условиях: объем загружаемого катализатора составлял 8 см³, что идентично 26,14 г. Суммарный расход реагентов – 120 мл/мин. Опыты проводились под давлением 10 атм. Для проведения исследования использовалось соотношение реагентов H₂:CO = 2:1. При постепенном увеличении температуры, с шагом 10-20 °С в 30 минут проводился анализ содержания углеводородных газов в продуктах синтеза, результаты которого показаны в таблице 1. Газообразные продукты синтеза анализировались непосредственно во время проведения опытов на хроматографическом комплексе «Кристалл 5000». В состав получаемых газов входят углеводороды нормального и изо-строения с количеством атомов углерода от 1 до 6.

Таблица 1

Зависимость концентрации компонентов в отходящем газе от температуры процесса

| Компоненты | Температура технологического процесса внутри реактора, °С | | | | | | | | | | | | | | |
|--------------------|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | 137 | 156 | 182 | 200 | 220 | 241 | 261 | 270 | 281 | 293 | 324 | 339 | 353 | 367 | 382 |
| C2H6 | 0,152 | 0,149 | 0,138 | 0,138 | 0,15 | 0,158 | 0,156 | 0,132 | 0,157 | 0,164 | 0,225 | 3,82 | 3,394 | 9,457 | 0,2 |
| Этилен | 0 | 0 | 0 | 0,001 | 0,001 | 0,003 | 0,006 | 0,008 | 0,009 | 0,011 | 0,018 | 0,018 | 0,02 | 0,021 | 0,018 |
| ацетилен | 0 | 0 | 0 | 0,001 | 0,003 | 0,007 | 0,016 | 0,026 | 0,029 | 0,034 | 0,052 | 0,054 | 0,056 | 0,037 | 0,017 |
| C3H8 | 0,004 | 0,002 | 0,001 | 0,002 | 0,004 | 0,007 | 0,019 | 0,047 | 0,07 | 0,12 | 0,342 | 0,481 | 0,648 | 0,428 | 0,163 |
| Циклопропан | 0 | 0,001 | 0,003 | 0,01 | 0,022 | 0,046 | 0,124 | 0,258 | 0,332 | 0,466 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,382 |
| Пропадиен | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,001 | 0,003 | 0,009 | 0,015 | 0,025 | 0,064 | 0,079 | 0,088 | 0,055 | 0,023 |
| C4H10 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Бутен | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,001 | 0,002 | 0,004 | 0,01 | 0,014 | 0,022 | 0,051 | 0,064 | 0,075 | 0,05 | 0,02 |
| i-C5H12 | 0,001 | 0,001 | 0 | 0,001 | 0,001 | 0,002 | 0,006 | 0,014 | 0,019 | 0,027 | 0,056 | 0,069 | 0,079 | 0,044 | 0,016 |
| neo-C5H12 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,001 | 0,003 | 0,008 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,001 | 0 | 0,014 |
| C6H14 | 0,001 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,001 | 0,002 | 0,002 | 0,004 | 0,004 |
| C5H12 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| i-C4H10 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

С учетом полученных данных можно сделать вывод, что максимальный выход анализируемых веществ при 353 °С, но параллельно преобладают побочные реакции, такие как образование метана и углекислого газа. Дальнейший рост температуры приводит к деградации выхода исследуемых компонентов. Оптимальным температурным интервалом является 281-324 °С.

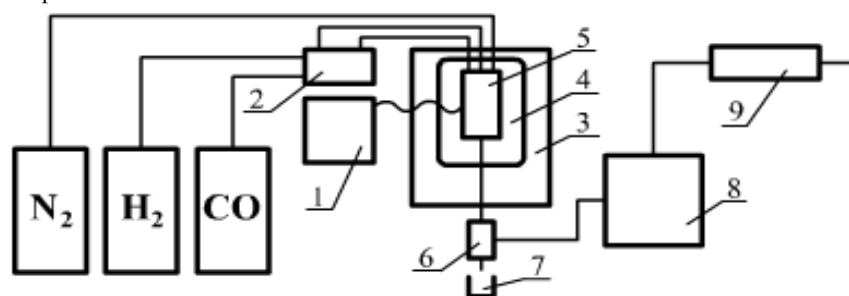


Рис 1. Схема каталитической установки: 1 – регулятор температуры, 2 – блок дозирования газов, 3 – термошкаф, 4 – рубашка реактора, 5 – реактор, 6 – сепаратор, 7 – приёмник, 8 – хроматографический комплекс, 9 – вытяжка

На втором этапе эксперимента проводилось исследование влияния давления на процесс синтеза углеводородов. Для увеличения выхода жидких продуктов давление в реакторе плавно снижали с 14,5 до 3,5 атм., для проведения данного эксперимента была выбрана температура 353 °С, как наиболее выгодная с точки зрения максимального образования углеводородов в газовом продукте синтеза. Результаты эксперимента представлены на рисунке 2.

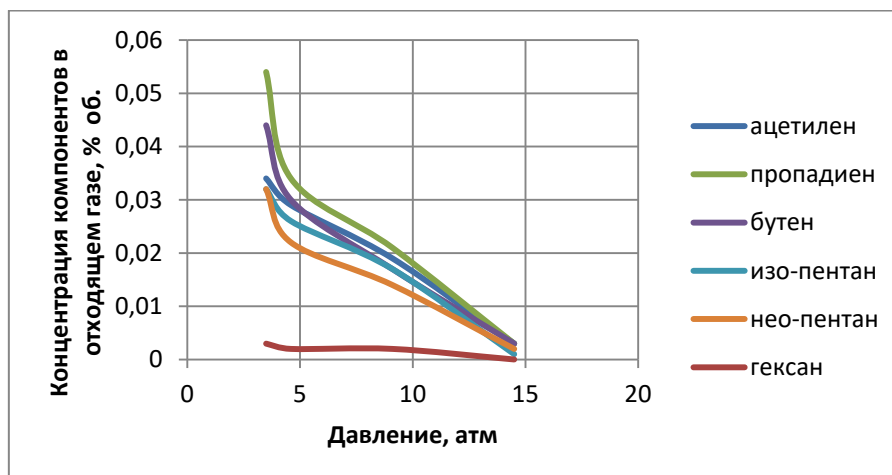


Рис 2. Зависимость выхода основных компонентов в отходящем газе от давления реакции

Как видно из графика, с повышением давления на данном катализаторе концентрация углеводородов в отходящем газе закономерно снижается, что согласуется с теоретическими представлениями о механизме процесса. Выход побочного продукта – CH_4 , наоборот, увеличивается с 6,33 до 14,22. Что касается второго побочного продукта – CO_2 , то его отклик на изменение давления незначителен, и в интервале всего эксперимента, оставался почти без изменений.

Выводы

1 Катализатор на основе порошка состава: Fe-80%, Co-20% показывает определенную активность в синтезе углеводородов из CO и H_2 , общая степень конверсии монооксида углерода в рабочем интервале температур составляет 25 – 45 %, в ходе синтеза образуются газообразные и жидкие углеводороды различного строения.

2. Уменьшение давления процесса приводит к увеличению выхода углеводородов в потоке газа и снижению побочных продуктов, что говорит о необходимости проведения процесса при пониженном давлении, близкого к атмосферному.

3. Катализатор на основе порошка состава: Fe-80%, Co-20% является перспективным образцом, однако для увеличения его активности необходимо установить и получить оптимальные значения удельной поверхности и оптимальную пористую структуру.

Литература

1. Барашников АА., Титов М.Н. Получение сплава Fe-Co методом электрического взрыва проводника// Химия и химическая технология в XXI веке: материалы XX Международной научно-практической конференции имени профессора Л. П. Кулёва студентов и молодых ученых, 20–23 мая 2019 г., г. Томск. — Томск: Изд-во ТПУ, 2019. — [С. 35-36].
2. Sun, J., Zheng, S., Zhang, K., Song, D. The crystal plane effect of CoFe nanocrystals on Fischer-Tropsch synthesis // Journal of Materials Chemistry A. 2014. V.2. I.2. P. 13116-13122.

**СЕКЦИЯ 12. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2 – ХИМИЧЕСКАЯ ТЕХНОЛОГИЯ
ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ.**

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПРИСАДОК И ДОБАВОК НА ДЕТОНАЦИОННЫЕ СВОЙСТВА
МОТОРНЫХ ТОПЛИВ**

Н.Д. Радченко, Д.М. Нелюбова

Научный руководитель - доцент М.А. Самборская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Актуальные виды топлива, такие как бензин, дизельное и реактивное топливо, представляют собой смесь прямогонных фракций с продуктами процессов переработки нефти, отдельными углеводородами и присадками. В связи с ужесточением экологических требований о выбросах и растущие требования к снижению расхода топлива требуют значительных усилий для повышения эффективности сгорания при одновременном удовлетворении требований по качеству выбросов.

Важным показателем эксплуатационных качеств товарных автомобильных бензинов считается, способность к воспламенению/детонации, характеризующаяся октановым или цетановым числом. Надежное определение этих величин – задача, которая всегда будет актуальна при производстве топлив. Интерес к изучению, расчету и прогнозированию данных параметров для сложных смесей, являющихся современными моторными топливами, постоянно растет [1, 2].

ЦЧ и ОЧ по-своему обратно пропорциональны, их связь установлена для различного происхождения топливных фракций и отдельных углеводородов [3, 4]. На данный момент практически отсутствуют методы количественной оценки влияния добавок на октановое и цетановое числа, а также методы расчета этих значений для альтернативных видов топлива и / или их компонентов. Это затрудняет прогнозирование эффективности использования фракций различного происхождения и отдельных соединений в качестве компонентов моторного топлива, а также делает более длительной и трудоемкой разработку оптимальных рецептур топливных композиций.

В ходе данного исследования был проведен анализ экспресс – методов расчета ОЧ и ЦЧ, с помощью которых, возможно разработать и улучшить рецептуры моторных топлив, выполнены эксперименты по определению эксплуатационных свойств бензиновых дистиллятов и физико-химических характеристик.

Цель данного исследования – разработка расчетных методов по определению ЦЧ и ОЧ для моторных топлив и их смесей с повышающими детонационную стойкость добавками.

Для достижения цели были решены задачи:

- выполнен поиск и анализ адекватности существующих расчетных методов;
- проведено экспериментальное исследование свойств топливных смесей с различными типами присадок;
- представлены варианты корреляции ОЧ-ЦЧ для различных групп соединений топливных фракций различного происхождения;
- разработана методика по определению ОЧ смешения топливных композиций с октаноповышающими присадками различных типов.

В таблице 1 представлен перечень добавок, использованных в исследовании.

Таблица 1

Октаноповышающие добавки

| Добавка | Интервал концентраций |
|----------------------------------|-----------------------|
| Амиловый спирт | 4 – 10 % |
| Изоамиловый спирт | 4 – 10 % |
| Метил-трет-бутиловый эфир (МТБЭ) | 5 – 15 % |
| Монометиланилин (ММА) | 0,8 – 1 % |
| Этанол | 2 – 5 % |

В ходе изучения получены корреляции ОЧ-ЦЧ для различных топливных композиций и компонентов моторных топлив. Формула $OЧМ = (105,9 - ЦЧ)/0,94$, показала наибольшую степень достоверности аппроксимации, где ЦЧ – цетановое число.

Представлены рекомендации по применению разнообразных методов расчета ЦЧ. В таблице 2 представлены результаты прогноза с использованием полученного соотношения.

Таблица 2

Результаты расчета

| Формула | $ЦЧ = Ta - 15,5$ | $OЧМ = (105,9 - ЦЧ)/0,94$ | ОЧМ эксп. | Погрешность, отн. % |
|---------|------------------|---------------------------|-----------|---------------------|
| Проба 1 | 44,4 | 65,43 | 61,2 | 6,90 |
| Проба 2 | 44,1 | 65,74 | 62,1 | 5,17 |
| Проба 3 | 45,9 | 63,83 | 59,31 | 6,62 |
| Проба 4 | 39,9 | 70,21 | 75,8 | 7,4 |

где Та – анилиновая точка.

Определены закономерности изменения ОЧ смешения от массового содержания добавки. Корреляции ОЧ-ЦЧ для различных групп углеводородов и ОЧ смешения частично представлены на рис.1 – 4.

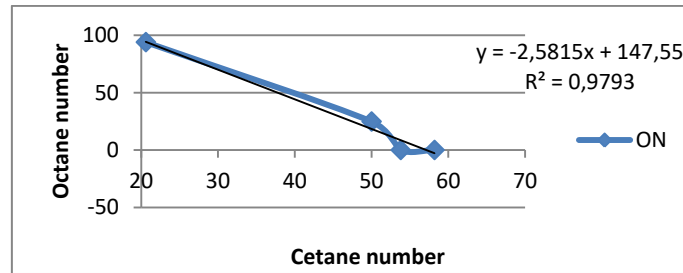


Рис. 1 Зависимость цетанового числа от октанового для алканов

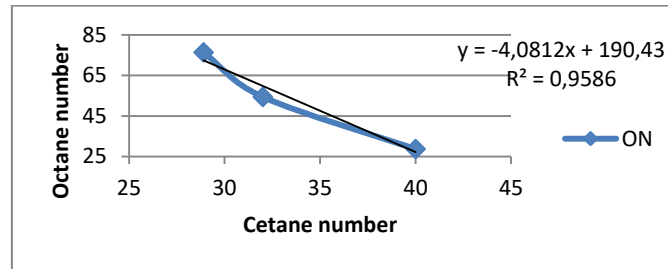


Рис. 2 Зависимость цетанового числа от октанового для алкенов

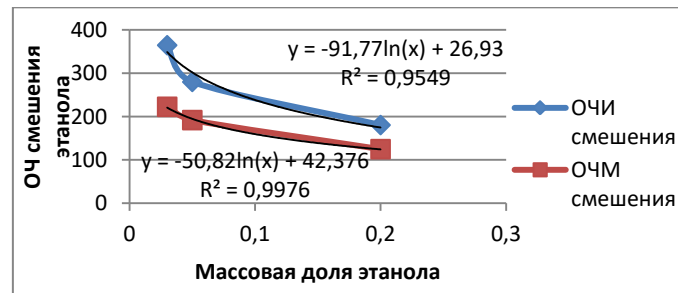


Рис. 3 Зависимость ОЧИ смешения от массовой доли этанола

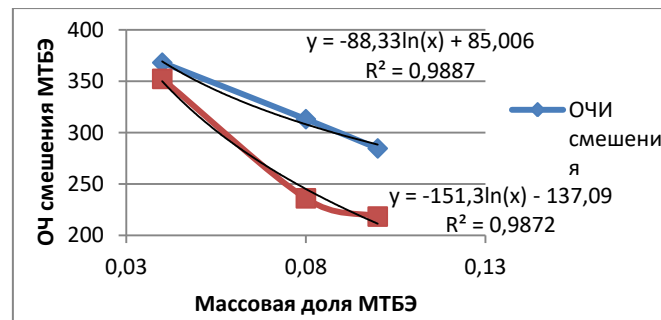


Рис. 4 Зависимость ОЧИ смешения от массовой доли МТБЭ

Полученные, на основе экспериментов, результаты позволят, основываясь на корреляции ОЧ-ЦЧ, прогнозировать ОЧ топливных смесей. Это даст возможность целенаправленно проводить поиск новых компонентов и добавок, получать оптимальные рецептуры на ограниченном наборе экспериментальных данных.

Литература

1. Dan Janecek et al., Investigation of cetane number and octane number correlation under homogenous-charge compression-ignition engine operation / Dan Janecek et al. – : Proceedings of the Combustion Institute, Jan 1, 2017., Vol. 36 Issue 3, 3651.
2. Yanowitz J., Ratcliff M.A., McCormick R.L., and Taylor J.D., Murphy M.J. Compendium of Experimental Cetane Numbers / –: NREL/TP-5400-61693, August 2014.
3. Morris, W. Method Relates Diesel Cetane, Octane Ratings / – :Oil & Gas Journal, 105 (45), December 3, 2007. – 58 – 60.
4. Радченко Н. Д. Моделирование детонационных свойств моторных топлив / Н. Д. Радченко, А. М. Карпова; науч. рук. М. А. Самборская // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIII Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня рождения академика К. И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения профессора К. В. Радугина, Томск, 8-12 апреля 2019 г.: в 2 т. — Томск: Изд-во ТПУ, 2019. — Т. 2. — [С. 361-363].

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ВРЕМЕНИ ПРОТЕКАНИЯ РЕАКЦИИ ПЕРЕЭТЕРИФИКАЦИИ НА
ХАРАКТЕРИСТИКИ БИОДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА**

Д.В. Соснина, Н.Е. Белозерцева, М.В. Киргина

Научный руководитель - аспирант ОХИ ИШПР Н.Е. Белозерцева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время природные, не возобновляемые источники углеводородов, такие как нефть, газ, уголь являются главным сырьём для получения различных моторных топлив. Однако неминуемое истощение этих источников приводит к необходимости разработки альтернативных видов топлива. Биодизельное топливо (БиоДТ) – является новым экологически чистым и наиболее перспективным из альтернативных источников топлива. Преимуществом БиоДТ является возможность использования его как в чистом виде, так и в качестве смесового компонента нефтяных дизельных топлив. К основным достоинствам БиоДТ относятся производство из возобновляемого сырья, возможность использования в качестве сырья различных бытовых и промышленных отходов, отсутствие серы в составе, отсутствие необходимости переоснащения дизельных двигателей при переходе на БиоДТ и т.д. [3].

Получение БиоДТ происходит путем проведения реакции переэтерификации масел, основными компонентами которых являются триацилглицерины. Масла, используемые в качестве сырья реакции переэтерификации, получают из животных жиров, масличных растений, водорослей и др.

В результате реакции переэтерификации молекулы триацилглицеринов превращаются в сложные эфиры высших алифатических кислот, которые характеризуются меньшей молекулярной массой, плотностью и вязкостью, чем исходное масло [1].

Наличие катализатора является важным условием для осуществления реакции переэтерификации. Без катализатора реакция протекает довольно медленно даже при очень высоких температурах (свыше 250 °С). Однако в присутствии гомогенных катализаторов реакцию можно проводить при более мягких условиях и с большей скоростью [2].

На характеристики и состав получаемого БиоДТ существенное влияние оказывают такие параметры как соотношение сырья: переэтерифицирующей агент, природа катализатора, температура и время протекания реакции переэтерификации. В данной работе рассмотрено влияние только времени протекания реакции переэтерификации на характеристики получаемого БиоДТ.

В качестве объекта исследования было выбрано БиоДТ, синтезированное из подсолнечного масла (ПБиоДТ), при различном времени протекания реакции переэтерификации.

Цель работы – исследовать влияние времени протекания реакции переэтерификации на выходы и физико-химические свойства ПБиоДТ.

В ходе исследования был проведён синтез БиоДТ, в качестве переэтерифицирующего агента был использован этиловый спирт, время реакции переэтерификации варьировалось в диапазоне 0,5-2,0 часа, при постоянной температуре 45 °С, молярном соотношении растительное масло: спирт – 1: 6. В качестве катализатора использовался NaOH в количестве 2 % от массы масла. Из полученных продуктов остаточный спирт отгонялся с помощью роторного испарителя при остаточном давлении 10 кПа.

В таблице 1 представлены выходы продуктов, полученных при различном времени протекания реакции переэтерификации, в таблице 2 приведены результаты определения физико-химических свойств ПБиоДТ.

Таблица 1

Выходы ПБиоДТ при различном времени протекания реакции

| Номер эксперимента | Время реакции, ч | Масса полученного ПБиоДТ, г | Выход ПБиоДТ, % мас. |
|--------------------|------------------|-----------------------------|----------------------|
| Синтез 1 | 0,5 | 258,0 | 50,2 |
| Синтез 2 | 1,0 | 454,2 | 88,5 |
| Синтез 3 | 2,0 | 314,1 | 61,2 |

Из результатов, приведенных в таблице 1, видно, что наибольший выход продукта реакции переэтерификации наблюдается при синтезе продолжительностью 1,0 час. При проведении синтеза в течение 2,0 часов наблюдается снижение конверсии. Это свидетельствует о некоторой степени обратимости реакции или протекании побочных реакций (образование мыла), что приводит к снижению выхода БиоДТ. Малый выход ПБиоДТ при проведении синтеза в течение 0,5 часа объясняется образованием полупродуктов, без достижения полной конверсии сырья.

Таблица 2

Результаты определения физико-химических свойств ПБиоДТ

| Номер эксперимента | Плотность при 15 °С, кг/см ³ | Вязкость при 20 °С | | Вязкость при 40 °С | |
|--------------------|---|---------------------|------------------------------------|---------------------|------------------------------------|
| | | Динамическая, мПа·с | Кинематическая, мм ² /с | Динамическая, мПа·с | Кинематическая, мм ² /с |
| Синтез 1 | 910,70 | 22,71 | 24,94 | 10,99 | 12,27 |
| Синтез 2 | 917,00 | 22,66 | 24,78 | 11,12 | 12,36 |
| Синтез 3 | 917,20 | 17,66 | 19,34 | 9,34 | 10,42 |

По результатам определения физико-химических свойств полученных продуктов было установлено, что свойства ПБиоДТ синтезированного в течение 0,5 часа и в течение 1,0 часа практически не отличаются. Это свидетельствует о том, что оптимальным временем протекания реакции перэтерификации является 1 час, так как в данном случае обеспечивается не только наибольший выход ПБиоДТ, но и его приемлемые физико-химические свойства. Однако при проведении синтеза в течение 2,0 часов, несмотря на протекание побочных реакций, наблюдается наиболее полная конверсия сырья и, как следствие, лучшие физико-химические свойства продукта.

Из представленных данных следует, что оптимальное время проведения реакции перэтерификации – 1,0 час, так как при данных условиях достигается высокий выход продукта и приемлемые физико-химические свойства для использования, полученного ПБиоДТ в качестве смесового компонента нефтяных дизельных топлив.

Литература

1. Евдокимов А.Ю., Облащикова И.Р. Растительные масла как сырье для производства дизельных топлив // Технологии нефти и газа, 2004. – № 5. – С. 15-21.
2. Мифтахова Л.Х. Промышленные методы производства биодизельного топлива // Вестник Казанского технологического университета. 2013. – Т. 16. – № 12. – С. 80-83.
3. Тамбулова О.В., Васкань П.Я., Слизкая А.В., Хаикян В.Л., Кустов А.В., Сапунов В.Н. Исследование катализа реакции перэтерификации растительных масел соединениями свинца // Успехи в химии и химической технологии. 2009. – Т. XXII. – № 6. – С. 7-10.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПРИРОДНЫХ ИНГИБИРУЮЩИХ КОМПОНЕНТОВ НА ПРОЦЕСС ОБРАЗОВАНИЯ АГРЕГАТОВ ВЫСОКОМОЛЕКУЛЯРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ НЕФТЯНОГО СЫРЬЯ

А.Д. Стреляев, К.Б. Кривцова

Научный руководитель - инженер К.Б. Кривцова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Высокомолекулярные компоненты нефтей представлены таким классом соединений, как смолисто-асфальтеновые вещества (САВ). Они имеют специфические физико-химические свойства, которые оказывают огромное влияние на реологию нефтяных дисперсных систем (НДС). К этим уникальным соединениям приковано большое внимание научного сообщества, так как именно от содержания данных компонентов в углеводородном сырье зависит выбор методов его добычи и переработки. Одна из главных проблем на нефтедобывающих станциях это образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), которые не просто затрудняют процессы добычи и транспортировки, они ухудшают производительность предприятий и увеличивают затраты на ремонт нефтепроводов.

Образование АСПО главным образом связано с нарушением коллоидной устойчивости нефтяной системы и образованием асфальтеновых агрегатов. Использование на действующих месторождениях присадок в виде дисперсантов молекул высокомолекулярных парафинов является дорогостоящим и не всегда эффективным, поэтому одной из актуальных задач является разработка смеси ингибитора агрегации асфальтенов с целью предотвращения образования отложений различного рода.

Вследствие оказываемого влияния на НДС происходит нарушение агрегативной устойчивости и образование асфальтеновых агрегатов за счёт донорно-акцепторных взаимодействий. Отдельные участки молекул асфальтенов имеют различные значения потенциала ионизации и сродства к электрону, являясь одновременно донором и акцептором электронов. В результате взаимодействия таких молекул формируются различные типы комплексов с переносом заряда.

Основная модель образования агрегатов по Йену предполагает, что в элементарном акте участвуют две молекулы асфальтенов «континентального» типа. Тем самым формируются пачечные структуры, которые стабилизируются первично асфальтеновыми молекулами типа «архипелаг», адсорбирующихся на стэкинг-агрегатах. Далее образованный агрегат стабилизируется за счёт различных нефтяных компонентов, таких как порфирины, смолы и свободные радикалы [1].

Смолы являются одним из природных ингибирующих компонентов процесса агрегирования асфальтенов. Смолистые вещества образуют сольватную оболочку, предотвращая процесс формирования более крупных агрегатов и флоккул.

В результате происходит улучшение растворимости асфальтеновых агрегатов за счёт уменьшения их ароматичности и конденсированности. Однако, в настоящее время точный механизм ингибирования агрегатов асфальтенов природными нефтяными смолами до конца не изучен. Так же не рассмотрено влияние каждой индивидуальной группы смол (бензоловых и спирт-бензоловых).

Целью данной работы является изучить механизм ингибирования процесса образования агрегатов асфальтенов при использовании природных нефтяных смол в качестве стабилизатора НДС.

В качестве объекта исследования была выбрана нефть Поселковского месторождения. Физико-химические характеристики представлены в таблице 1.

**СЕКЦИЯ 12. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2 – ХИМИЧЕСКАЯ ТЕХНОЛОГИЯ
ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ.**

Таблица 1

Физико-химические свойства образца исследования

| Показатели | Значение |
|--|-----------|
| Плотность, кг/м ³ : | при 20 °С |
| | при 50 °С |
| Кинематическая вязкость, мм ² /с: | при 20 °С |
| | при 50 °С |
| Массовая доля асфальтенов, % мас. | 1,10 |
| Массовая доля смол, % мас. | 7,82 |
| Массовая доля масел, % мас. | 89,74 |

Исследовалось влияние на устойчивость системы как индивидуальных компонентов, так и смесей смол, находящихся в различных массовых соотношениях бензоловые смолы: спирт-бензоловые смолы. Первым этапом эксперимента стало выявление закономерностей процесса коагуляции и седиментации асфальтеновых агрегатов с помощью гравиметрического анализа. В течении 24 часов фиксировали значение массы колбы с навеской смеси спустя 1 минуту, 5 минут, 30 минут, 60 минут после начала эксперимента.

Значения массы колбы изменялись незначительно (в 3-4 знаке после запятой), однако, именно данные изменения доказывают протекание процессов образования агрегатов и перераспределения коллоидного равновесия в системе. После чего проводили вещественный анализ с помощью горячего метода Гольде, результаты которого представлены в таблице 2. Далее проводили ИК-спектральный анализ асфальтенов смесей 1, 2 и 3. Смесь №1 – добавление бензоловых смол к сырью, смесь №2 – добавление спирт-бензоловых смол, смесь №3 – добавление бензоловых и спирт-бензоловых смол в определённом массовом соотношении. Следующие смеси являются вариациями на смесь №3. Из полученных значений оптической плотности рассчитывали спектральные коэффициенты, которые характеризуют молекулярную структуру нефтяных соединений. Результаты расчётов представлены в таблице 3.

Таблица 2

Вещественный состав исследуемых образцов смесей

| Образец | Содержание, мас. % | | | |
|-----------|--------------------|------------------|------------------------|-------|
| | Асфальтены | Бензоловые смолы | Спирт-бензоловые смолы | Масла |
| Сырьё | 1,08 | 4,37 | 3,45 | 89,74 |
| Смесь №1 | 0,94 | 3,84 | 3,61 | 89,84 |
| Смесь №2 | 1,15 | 4,60 | 3,62 | 88,52 |
| Смесь №3 | 0,75 | 3,83 | 3,80 | 89,76 |
| Смесь №8 | 0,78 | 2,97 | 4,35 | 90,62 |
| Смесь №10 | 1,42 | 4,28 | 4,81 | 87,03 |
| Смесь №11 | 1,42 | 3,84 | 4,64 | 88,60 |
| Смесь №12 | 1,70 | 4,13 | 6,14 | 86,50 |

Таблица 3

Результаты ИК-спектрального анализа асфальтенов

| № образца | Оптическая плотность D в тах полосы поглощения при λ , см ⁻¹ | | | | | | Спектральные показатели | | | | |
|-----------------|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | 1710 | 1600 | 1465 | 1380 | 1030 | 720 | C ₁ | C ₂ | C ₃ | C ₄ | C ₅ |
| Сырьё | 1,763 | 1,619 | 1,897 | 1,962 | 1,763 | 1,049 | 0,538 | 0,930 | 1,034 | 1,860 | 0,930 |
| Смесь №1 | 1,865 | 1,699 | 1,994 | 1,969 | 1,874 | 0,672 | 0,643 | 0,935 | 0,988 | 1,555 | 0,940 |
| Смесь №2 | 1,822 | 1,699 | 1,946 | 1,973 | 1,822 | 1,004 | 0,571 | 0,936 | 1,013 | 1,752 | 0,936 |
| Смесь №3 | 1,912 | 1,806 | 2,015 | 2,025 | 1,912 | 1,431 | 0,523 | 0,949 | 1,009 | 1,914 | 0,949 |

*C₁ – конденсированности, C₂ – окисленности, C₃ – разветвлённости, C₄ – алифатичности, C₅ – осерненности.

Результаты вещественного анализа свидетельствуют о том, что смеси под номерами 1, 3 и 8 проявляют ингибирующую способность по отношению к асфальтеновым агрегатам, так как массовое содержание выделенных асфальтенов снизилось по сравнению с исходным сырьём. В перечисленных смесях так же увеличивается выход масел, что является немаловажным фактом увеличения выхода светлых фракций. Рассмотрение остальных смесей в качестве ингибирующих агентов является нецелесообразным, так как количество выделенных из них асфальтенов увеличилось, а выход масел уменьшился.

Анализируя данные по выходу бензоловых смол, можем утверждать, что их содержание во всех случаях, кроме смеси №2, снижается. Данный факт может свидетельствовать о таком явлении перераспределения сродственных групп нефтяных соединений. Как известно, бензоловые смолы схожи своей молекулярной структурой с асфальтенами, следовательно, можно предположить, что совместно с процессом ингибирования асфальтенов или вместо него может происходить ингибирование бензоловых смол. Что касается спирт-бензоловых смол, то их выход увеличивается с увеличением массы добавляемых к сырью смол.

Результаты ИК-спектрального анализа свидетельствуют в пользу предполагаемого механизма ингибирования процессов образования асфальтовых агрегатов. Так, в смеси №3 снизилось содержание асфальтенов и значение показателя конденсированности (ароматичности) уменьшилось, а значение показателя алифатичности возросло. Данный факт подтверждает возможность протекания процесса ингибирования по механизму адсорбции смол на поверхности образовавшихся агрегатов асфальтенов и улучшения растворимости этих агломератов. Таким образом, нефтяные природные смолы обладают различной ингибирующей способностью. Бензолые смолы (смесь №1) могут выступать в качестве ингибитора как индивидуальное вещество, а спирт-бензолые смолы (смесь №2) не могут, о чем свидетельствуют данные вещественного анализа. Смеси данных классов соединений обладают ингибирующей способностью в определенном интервале концентраций. Одним из возможных механизмов ингибирования является встраивание молекул смол в агрегаты асфальтенов с увеличением растворимости последних.

Литература

1. Gharbi K., Benyounes K., Khodja M. Removal and prevention of asphaltene deposition during oil production: A literature review // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2017. – V. 158. – P. 351 – 360.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО РЕЖИМА РАБОТЫ УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ ШЕЛЬФОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

О.С. Тарасова

Научный руководитель - доцент Е.В. Попок

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В 2011 году, когда общая добыча нефти составила 511,4 млн тонн, на шельфовых месторождения было добыто 16,7 млн тонн, однако уже в 2018 году на шельфе - 92,88 млн тонн, при общем объеме добычи 555,84 млн тонн. Следует так же учитывать тот фактор, что прогнозируемые запасы углеводорода на континентальном шельфе оцениваются в 47,8 млрд тонн [1]. По этим данным можно сделать вывод, что разработка шельфовых месторождений является перспективной задачей для России.

Разработка шельфовых месторождений представляет собой более трудоемкую работу, так как имеет ряд сложностей и характерные особенности в освоении данных мест, которые определяются рядом факторов:

- 1) мировой океан исследован всего лишь на 10%;
- 2) все инженерные комплексы и установки имеют высокую стоимость;
- 3) сложные инженерно-геологические изыскания;
- 4) затруднения, связанные с работой под водой;
- 5) все работы, которые выполняются в открытом море, обладают повышенной степенью риска, так как имеют суровые климатические условия, и находятся в удаленности от цивилизации.

Освоение арктического шельфа требует новых научных и технических подходов и применение инновационных технологий, ввиду того, что опыта добычи в Арктике практически нет, и что цена разработки месторождения в разы увеличивается, по сравнению с добычей на суше. Поэтому, моделирование процесса подготовки нефти является очень важной задачей, так как дает возможность варьирования технологическими параметрами подготовки пластового флюида, с целью получения продукции высокого качества.

Целью данной работы является изучение влияния состава добываемого флюида на характер подготовки товарной нефти. Подготовка нефти на шельфовом месторождении осуществляется по схеме (Рисунок 1).

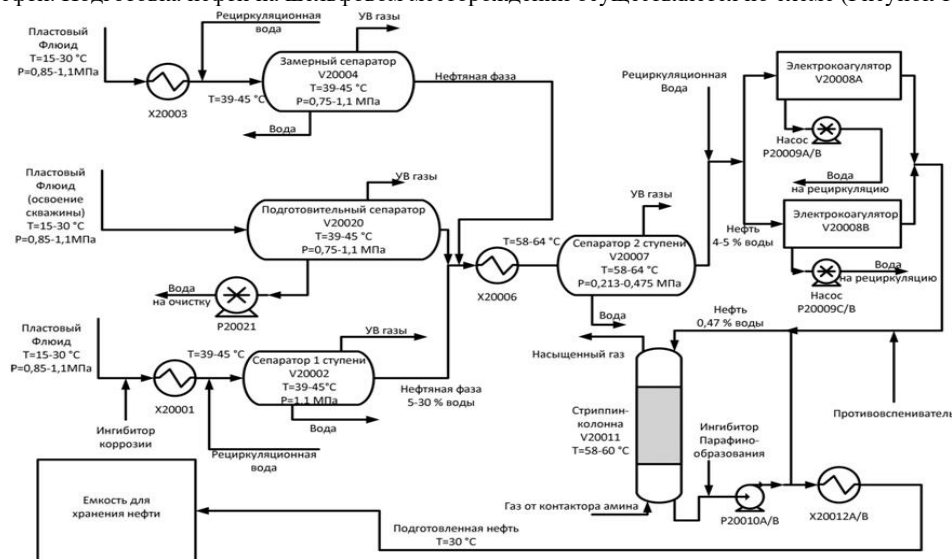


Рис.1 Технологическая схема системы подготовки нефти на МЛСП «Приразломная»

**СЕКЦИЯ 12. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2 – ХИМИЧЕСКАЯ ТЕХНОЛОГИЯ
ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ.**

В работе была использована программа UniSimDesignR460, в которой и была составлена технологическая схема переработки нефти (Рисунок 2), с помощью которой был рассчитан массовый состав нефти на выходе (Таблица 1), а так же получены значения ДНП при различном расходе газа (Таблица 2).

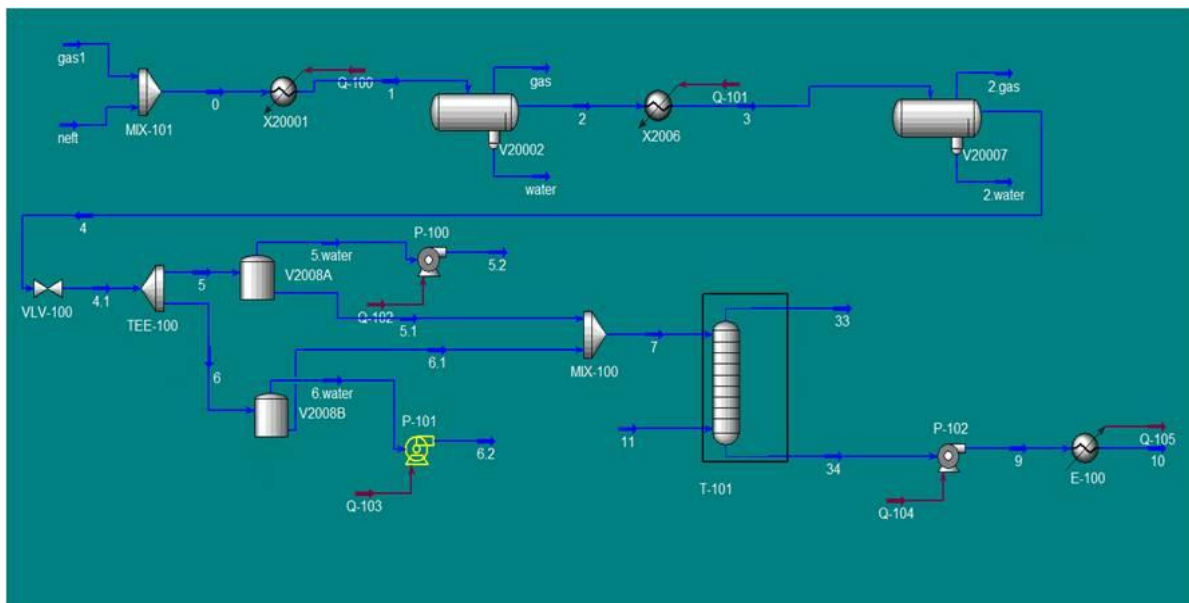


Рис.2 Схема переработки нефти в программе UniSimDesignR460

Таблица 1

Данные об обводненности нефти

| | Обводненность, % масс | | | | | |
|--------------------------|-----------------------|---------|--------|-------|-------|------|
| | 5 | 10 | 15 | 30 | 50 | 80 |
| На входе | 5 | 10 | 15 | 30 | 50 | 80 |
| После первого сепаратора | 5 | 9 | 14 | 22 | 30 | 40 |
| После второго сепаратора | 0,04 | 0,08 | 0,8 | 1,2 | 1,6 | 1,8 |
| На выходе | 0,00001 | 0,00001 | 0,0001 | 0,021 | 0,033 | 0,05 |

Таблица 2

Данные о ДНП

| Расход газа, кг/ч | ДНП, кПА |
|----------------------|----------|
| 5000 | 52,1719 |
| 10000 | 52,6217 |
| 15000 | 53,2576 |
| 20000 | 53,7530 |
| 25000 | 54,0296 |
| 29000 | 54,0662 |

Полученная нефть содержит не более чем 0,05 % воды, и ДНП при максимальном расходе газа не превышает 66,7 кПА, что соответствует реальному режиму эксплуатации установки, и удовлетворяет требованиям к товарной нефти по ГОСТу 31378–2009 [2].

Литература

1. Бровкина М.П. Экономика Юга России// Российская газета. – 2018. – №207 (7670). – С. 20.
2. ГОСТ 31378 – 2009 Нефть. Общие технические условия. [Электронный ресурс] – URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200028839> (дата обращения 29.01.2020).

РАЗРАБОТКА РЕЦЕПТУР СМЕШЕНИЯ БЕНЗИНОВ НА ОСНОВЕ ЦЕОФОРМАТОВ, ПОЛУЧЕННЫХ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

А.М. Темирболат, А.А. Алтынов

Научный руководитель - аспирант ОХИ ИШПР ТПУ А.А. Алтынов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Сегодня в топливно-энергетическом балансе наблюдается повышенный спрос на углеводородное сырьё, при одновременном дефиците лёгкого углеводородного сырья, который будет только увеличиваться. Несмотря на неуклонное развитие нефтеперерабатывающей промышленности объёмы и качество производимого моторного топлива продолжают вызывать нарекания. Гарантия того, что автомобили заправляются качественным топливом, соответствующим требованиям современных стандартов, отсутствует на заправочных станциях даже крупных поставщиков [1]. Исходя из вышесказанного крайне актуальными для развития в области производства моторных топлив являются следующие направления:

1. Поиск источников лёгкого углеводородного сырья для производства моторных топлив;
2. Производство топлив и их компонентов, строго удовлетворяющих требованиям современных стандартов.

Стабильный газовый конденсат (СГК) это углеводородное сырьё, которое получают в качестве побочного продукта на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях в процессе удаления из природного газа растворённых углеводородов C_{5+} . СГК представляет собой ценное, лёгкое углеводородное сырьё, однако, тенденция такова, что на большинстве месторождений данное сырьё используется не рационально. Одним из наиболее перспективных направлений использования СГК является его переработка в компоненты автомобильных бензинов с помощью процесса цеоформинг [2].

Целью данной работы является разработка рецептур производства автомобильных бензинов на базе СГК и продуктов его переработки на цеолитном катализаторе.

Авторами работы на лабораторной каталитической установке был реализован цеоформинг образца СГК с использованием цеолитного катализатора марки КН-30 (производство ПАО «Новосибирский завод химконцентратов»). Условия проведения испытаний приведены в Таблице 1 (ПЦФ – продукт цеоформинга).

Таблица 1

Условия реализации цеоформинга СГК

| Продукт | ПЦФ 1 | ПЦФ 2 | ПЦФ 3 | ПЦФ 4 | ПЦФ 5 | ПЦФ 6 | ПЦФ 7 | ПЦФ 8 | ПЦФ 9 |
|-------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Температура, °С | 325 | 350 | 375 | 375 | 375 | 375 | 375 | 400 | 425 |
| Давление, МПа | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 3,5 | 4,5 | 2,5 | 2,5 |
| Расход сырья, ч ⁻¹ | 2 | 2 | 2 | 3 | 4 | 2 | 2 | 2 | 2 |

Для разработки рецептур смешения автомобильных бензинов в работе использована компьютерная моделирующая система «Compounding» в основе которой лежит ранее созданная в Томском политехническом университете математическая модель для расчета октановых чисел и прочих эксплуатационных характеристик смесевых автомобильных бензинов [3].

С использованием компьютерной моделирующей системы «Compounding», были рассчитаны характеристики полученных ПЦФ (Таблица 2), кроме того на основе каждого из полученных ПЦФ были разработаны рецептуры смешения автомобильного бензина марки АИ-92 (Таблице 3).

Таблица 2

Характеристики полученных ПЦФ

| Характеристика | ПЦФ 1 | ПЦФ 2 | ПЦФ 3 | ПЦФ 4 | ПЦФ 5 | ПЦФ 6 | ПЦФ 7 | ПЦФ 8 | ПЦФ 9 |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| ОЧИ | 73,7 | 81,7 | 81,7 | 84,1 | 83,0 | 87,4 | 76,5 | 87,6 | 93,0 |
| ОЧМ | 67,8 | 76,0 | 78,3 | 78,6 | 77,8 | 81,2 | 70,8 | 79,6 | 83,8 |
| ДНП, кПа | 85,8 | 119,6 | 58,2 | 139,8 | 134,6 | 151,1 | 62,7 | 90,8 | 86,1 |
| Плотность при 15 °С, кг/м ³ | 684,2 | 696,8 | 713,5 | 694,8 | 692,8 | 706,9 | 724,8 | 741,6 | 767,2 |
| Олефины, % об. | 2,32 | 2,68 | 2,68 | 4,35 | 4,77 | 5,03 | 6,12 | 2,52 | 3,85 |
| Бензол, % об. | 0,25 | 0,63 | 0,63 | 0,06 | 0,07 | 0,06 | 0,60 | 2,67 | 3,92 |
| АУВ % об. | 5,99 | 11,93 | 11,93 | 11,29 | 10,06 | 16,02 | 13,28 | 29,00 | 37,32 |

ОЧИ – октановое число исследовательский метод; ОЧМ – октановое число моторный метод; ДНП – давление насыщенных паров; АУВ – ароматические углеводороды.

Из результатов, представленных в Таблице 2 следует, что использовать ПЦФ 8 и ПЦФ 9 для производства автомобильных бензинов нецелесообразно из-за высокого содержания в них ароматических углеводородов и бензола, а ПЦФ 4 и ПЦФ 6 из-за высокого значения ДНП.

Для разработки рецептур смешения автомобильного бензина марки АИ-92 в качестве дополнительных смесевых компонентов были вовлечены толуол и МТБЭ. Данные компоненты были выбраны на основании их доступности на рынке, относительно невысокой стоимости и эксплуатационных характеристик (высокое ОЧИ, низкое ДНП). В Таблице 4 представлены характеристики автомобильных бензинов, полученных по разработанным рецептурам.

**СЕКЦИЯ 12. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2 – ХИМИЧЕСКАЯ ТЕХНОЛОГИЯ
ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ.**

Таблица 3

**Рецептуры смешения для получения автомобильных бензинов марки АИ-92 с использованием ПЦФ
полученного при различных условиях**

| № | Компонент, % мас. | ЦФ | СГК | Толуол | МТБЭ |
|---|-------------------|------|------|--------|------|
| 1 | ПЦФ 1 | 64,0 | 0,0 | 36,0 | 0,0 |
| 2 | ПЦФ 2 | 75,0 | 0,0 | 15,0 | 10,0 |
| 3 | ПЦФ 3 | 59,5 | 16,5 | 24,0 | 0,0 |
| 4 | ПЦФ 5 | 69,0 | 7,0 | 24,0 | 0,0 |
| 5 | ПЦФ 7 | 67,0 | 0,0 | 18,0 | 15,0 |

Таблица 4

**Характеристики автомобильных бензинов марки АИ-92, полученных по разработанным рецептурам смешения
с использованием различных смесевых компонентов**

| Характеристика | ПЦФ 1 | ПЦФ 2 | ПЦФ 3 | ПЦФ 5 | ПЦФ 7 | Требования [1, 4] |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|---|
| ОЧИ | 92,4 | 92,4 | 92,7 | 93,2 | 92,4 | не менее 92,0 |
| ОЧМ | 84,0 | 84,2 | 84,3 | 85,4 | 83,3 | не менее 83,0 |
| ДНП, кПа | 57,7 | 94,9 | 82,1 | 99,2 | 49,4 | Летний период 35,0-80,0 Зимний период 35,0-100,0 |
| Плотность при 15 °С, кг/м ³ | 750,1 | 726,2 | 725,7 | 725,7 | 752,1 | 725,0-780,0 |
| Олефины, % об. | 1,77 | 2,21 | 5,97 | 5,46 | 4,4 | не более 18,00 |
| Бензол, % об. | 0,32 | 0,55 | 1,00 | 0,15 | 0,49 | не более 1,00 |
| АУВ, % об. | 34,18 | 21,27 | 32,65 | 27,03 | 24,2 | не более 35,00 |

Как можно видеть из таблицы 4, все бензины, полученные по разработанным рецептурам, соответствуют требованиям [1, 4].

Из представленных результатов, следует, что из продуктов цеоформинга, полученных при варьировании температуры процесса (ПЦФ №№1-3, 8, 9), с точки зрения максимизации вовлечения в рецептуру смешения, наиболее предпочтительным является продукт, полученный при температуре 350 °С, его доля в рецептуре достигает 75 % мас. (Рецептура №2). При этом продукты, полученные при температурах 325 °С и 375 °С позволяют получать товарное топливо марки АИ-92 без использования дорогостоящего МТБЭ, несмотря на меньшую долю их вовлечения в рецептуру смешения (Рецептуры №№1 и 3).

Анализируя влияние увеличения давления, можно заключить следующее: при давлении процесса 2,5 МПа, доля вовлекаемого в рецептуру продукта цеоформинга составляет 75 % мас. (Рецептура №2); при давлении процесса 3,5 МПа продукт обладает наибольшим ДНП и его вовлечение в производство бензина нецелесообразно; при повышении давления до 4,5 МПа доля цеоформата в рецептуре падает до 67 % мас., кроме того растет доля вовлекаемого в смешение дорогостоящего МТБЭ (Рецептура №5).

Из полученных результатов также можно оценить влияние расхода сырья, так при расходе сырья 2 ч⁻¹ доля вовлекаемого в рецептуру смешения продукта цеоформинга составляет 59,5 % мас. Продукт цеоформинга, полученный при расходе сырья 3 ч⁻¹, использовать для производства бензина нецелесообразно из-за высокого ДНП. При этом дальнейшее повышение расхода сырья до 4 ч⁻¹ позволяет повысить долю вовлекаемого в рецептуру смешения ПЦФ до 69 % мас.

Таким образом, наиболее оптимальной является рецептура смешения автомобильного бензина марки АИ-92 на основе ПЦФ 5 (Рецептура №4), так как в данной рецептуре содержание продукта цеоформинга достигает 69 % мас., а вовлечение дорогостоящего МТБЭ не требуется вовсе, что позволяет снизить себестоимость производимого товарного бензина. Исходя из вышесказанного, оптимальными технологическими параметрами для реализации процесса цеоформинга стабильного газового конденсата с точки зрения производства автомобильных бензинов являются температура – 375 °С, давление – 2,5 МПа, расход сырья – 4 ч⁻¹.

Работа выполнена при поддержке Гранта Президента Российской Федерации № МК-351.2020.3.

Литература

- ГОСТ ТР ТС-013-2011 Технический регламент Таможенного союза «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту». [Электронный ресурс] – URL: <https://www.gost.ru/portal/gost/home/presscenter/news> (дата обращения 18.10.2011).
- Алтынов А.А., Богданов И., Киргина М.В. Исследование возможностей использования стабильного газового конденсата в качестве сырья процесса цеоформинга // Химия и химическая технология в XXI веке: материалы XIX Международной научно-практической конференции имени профессора Л.П. Кулёва студентов и молодых ученых, – Томск: ТПУ, 2018. – С. 340-341.
- Киргина М.В., Иванчина Э.Д., Долганов И.М., Чеканцев Н.В., Кравцов А.В., Фан Фу Компьютерная программа для оптимизации процесса компаундирования высокооктановых бензинов // Химия и технология топлив и масел. – 2014. – № 1. – С. 12-18.
- ГОСТ 32513-2013 «Топлива моторные. Бензин неэтилированный. Технические условия». [Электронный ресурс] – URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200108179> (дата обращения 15.01.2020).

ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ И ФРАКЦИОННОГО СОСТАВА ТОВАРНОГО ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА

К.М. Титаев, А.М. Орлова

Научный руководитель - доцент М.В. Киргина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Для дизельных двигателей промышленность выпускает топлива четырех марок, согласно [1, 2] – Л (летнее), Е (межсезонное), З (зимнее), А (арктическое).

Целью данного исследования является установление соответствия товарного дизельного топлива (ДТ) требованиям, предъявляемым [1, 2].

В качестве объекта исследования были взяты 2 образца товарного ДТ.

Кинематическая вязкость и плотность нефтепродуктов определялись согласно методикам, представленным в [3, 4] с использованием вискозиметра Штабингера.

Результаты исследований представлены в Таблице 1.

Таблица 1

Результаты определения физико-химических свойств исследуемых образцов ДТ

| Образец ДТ | Плотность при 20 °С, г/см ³ | Плотность при 15 °С, г/см ³ | Вязкость при 20 °С, мм ² /с |
|------------|--|--|--|
| 1 | 834,5 | 838,0 | 4,3842 |
| 2 | 846,2 | 849,6 | 8,6454 |

Как можно видеть из данных, представленных в Таблице 1, образец ДТ №2 характеризуется более высокими значениями плотности и вязкости, чем образец ДТ №1.

Фракционный состав образцов ДТ определялся согласно методике, представленной в [5] на аппарате АРНС-Э. Результаты исследований представлены в Таблице 2.

Таблица 2

Результаты определения фракционного состава образцов ДТ

| Образец ДТ | Температура, °С | | | |
|------------|-----------------|-----------|-----|-----|
| | н.к. | Объем, мл | | |
| | | 10 | 50 | 90 |
| 1 | 130 | 193 | 259 | 322 |
| 2 | 84 | 226 | 283 | 334 |

Как можно видеть из данных, представленных в Таблице 2, образец ДТ №2 характеризуется более тяжелым фракционным составом, однако более низким началом кипения, чем образец ДТ №1.

Определение содержания серы проводилось согласно методике, представленной в [6] на аппарате Спектроскан S.

Результаты исследований представлены в Таблице 3.

Таблица 3

Результаты определения содержания серы в образцах ДТ

| Образец ДТ | Содержание серы, мг/кг |
|------------|------------------------|
| 1 | 76,0 |
| 2 | 2,0 |

Как можно видеть из данных, представленных в Таблице 3, образец ДТ №1 содержит в 38 раз больше серы, чем образец ДТ №2.

Температуру помутнения (T_n) и температуру застывания (T_z) определяли по методикам, представленным в [7, 8]. Исследуемые образцы постепенно охлаждали в жидкостном низкотемпературном термостате КРИО-ВТ-05-01 и проверяли на подвижность. Температуру помутнения определяли по выпадению осадка.

Предельная температура фильтруемости (ПТФ) определялась согласно методике, представленной в [9] на установке ПТФ (0...-70 °С). Результаты исследований представлены в Таблице 4.

Как можно видеть из данных, представленных в Таблице 4, образец ДТ №1 способен не мутнеть, не застывать и фильтроваться при более низких температурах, чем образец ДТ №2.

Таблица 4

Результаты определения низкотемпературных свойств образцов ДТ

| Образец ДТ | T_n , °С | ПТФ, °С | T_z , °С |
|------------|------------|---------|------------|
| 1 | -18 | -18 | -33 |
| 2 | -6 | -6 | -22 |

На основании данных, представленных в таблицах 1-4 можно сделать следующие выводы: образец ДТ №1 соответствует марке Е по всем эксплуатационным характеристикам, определенным в ходе работы; образец ДТ №2 соответствует марке Л по всем эксплуатационным характеристикам, кроме вязкости. Однако содержание серы в

**СЕКЦИЯ 12. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2 – ХИМИЧЕСКАЯ ТЕХНОЛОГИЯ
ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ.**

образце ДТ № 1 позволяет отнести его лишь к экологическому классу К3 (с 1 января 2016 г. на территории Российской Федерации разрешен выпуск и обращение дизельного топлива экологического класса не ниже К5). Для использования образца ДТ №1 требуется его обязательная гидроочистка.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ и Томской области в рамках научного проекта № 19-48-703025.

Литература

1. ГОСТ 305-2013 «Топливо дизельное. Технические условия» [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. URL: <http://allgosts.ru>, свободный. – Дата обращения: 20.02.2020 г.
2. ТР ТС 013/2011 «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту (с изменениями на 2 декабря 2015 года)» [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. URL: <http://docs.cntd.ru>, свободный. – Дата обращения: 20.02.2020 г.
3. ГОСТ 33-2000 (ИСО 3104-94) Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости» [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. URL: <http://vsegost.com>, свободный. – Дата обращения: 20.02.2020 г.
4. ГОСТ 3900-85 «Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности» [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. URL: <http://vsegost.com>, свободный. – Дата обращения: 20.02.2020 г.
5. ГОСТ ISO 3405-2013 «Нефтепродукты. Определения фракционного состава при атмосферном давлении (с Изменением № 1)» [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200108426>, свободный. – Дата обращения: 20.02.2020 г.
6. ГОСТ 32139-2013 «Нефть и нефтепродукты. Определение содержания серы методом энергодисперсионной рентгенофлуоресцентной спектроскопии» [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. URL: <http://docs.cntd.ru>, свободный. – Дата обращения: 20.02.2020 г.
7. ГОСТ 20287-91 «Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания». [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. URL: <http://vsegost.com>, свободный. – Дата обращения: 20.02.2020 г.
8. ГОСТ 5066-91 «Топлива моторные. Методы определения температуры помутнения, начала кристаллизации и кристаллизации» [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. URL: <http://vsegost.com>, свободный. – Дата обращения: 20.02.2020 г.
9. ГОСТ 22254-92 «Топливо дизельное. Метод определения предельной температуры фильтруемости на холодном фильтре» [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200007956>, свободный. – Дата обращения: 20.02.2020 г.

**АНАЛИЗ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ СВОЙСТВ БИОДИЗЕЛЬНЫХ ТОПЛИВ,
ПОЛУЧЕННЫХ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ПАРАМЕТРАХ СИНТЕЗА**

О.М. Торчакова, Н.Е. Белозерцева

Научный руководитель - аспирант ОХИ ИШПР Н.Е. Белозерцева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Для России с учетом ее климатических условий важным вопросом являются низкотемпературные свойства используемого моторного топлива. Низкая температура окружающей среды крайне негативно влияет на возможность транспортировки и использования топлива. Двигатели внутреннего сгорания, работающие на дизельном топливе (ДТ) получили большое распространение в самых различных областях за счет своей высокой мощности и экономичности (в сравнении с двигателями, работающими на бензине). Для оценки свойств ДТ при низких температурах применяются такие показатели, как температура помутнения ($T_{п}$) и температура застывания ($T_{з}$). Температура помутнения показывает, при какой температуре ДТ начинает мутнеть, т.е. теряет прозрачность. Температура застывания – при какой температуре ДТ практически полностью теряет подвижность. При низких температурах эти показатели имеют большое значение, так как повышается вязкость топлива, происходит образование кристаллов, что может привести к засорению топливных фильтров и отказам топливной аппаратуры дизельных двигателей [1].

В последние годы широкое распространение получают альтернативные топлива, которые являются возобновляемыми и более экологически безопасными, чем топливо, получаемое из нефти. Наиболее перспективным из альтернативных топлив, является биодизельное топливо (БиоДТ) или биодизель [3].

БиоДТ представляет собой смесь моноалкильных сложных эфиров жирных кислот (чаще всего метиловых или этиловых), полученных в результате реакции переэтерификации возобновляемых биологических ресурсов, таких как растительные масла, животные жиры, водоросли и др. [2].

В данной работе синтезировано БиоДТ из подсолнечного масла (ПБиоДТ). Характеристики конечного продукта синтеза (БиоДТ) зависят от множества параметров: типа сырья, соотношения исходных реагентов и их химического состава, чистоты исходных реагентов, содержания влаги в сырье, условий проведения реакции (температура, время реакции, давление), типа используемого катализатора и др.

Синтез ПБиоДТ проводился с использованием этилового спирта в качестве переэтерифицирующего агента (молярное соотношение растительное масло: спирт – 1: 6) и гидроксида натрия (NaOH) в качестве катализатора.

Реактором для синтеза БиоДТ выступил термостойкий стакан объемом 1 литр, который помещался на электрическую плиту. Также использовалась мешалка для поддержания однородности реакционной смеси и термометр для контроля температуры смеси. Верх стакана был изолирован от окружающей среды для

предотвращения улетучивания этилового спирта во время проведения реакции переэтерификации с помощью металлической фольги.

Растительное масло было помещено в стакан и нагрето до температуры 45 °С при постоянном перемешивании. После достижения маслом установленной температуры был добавлен приготовленный спиртовой раствор NaOH. Реакционная смесь выдерживалась при постоянной температуре и перемешивании. Время реакции варьировалось в диапазоне 0,5-2,0 часа.

После окончания синтеза реакцию смесь охлаждали до комнатной температуры, после чего добавили к смеси глицерин в количестве 25 % от массы растительного масла, что облегчало отделение смеси этиловых эфиров жирных кислот от остатков непрореагировавших компонентов.

Полученную после проведения реакции смесь выдержали в делительной воронке до образования видимых границ раздела фаз: верхний слой – смесь продукта и остаточного спирта, средний слой – непрореагировавшие растительное масло и спиртовой раствор щелочи, нижний слой – глицериновая фаза.

Остаточный спирт из продуктовой смеси отгонялся с помощью ротаторного испарителя при остаточном давлении 10 кПа.

В данной работе было изучено влияние варьирования массы катализатора и времени синтеза на низкотемпературные свойства (T_{II} , T_3) получаемого продукта. Результаты определения низкотемпературных свойств ПБиОДТ представлены в таблице 1.

Таблица 1

Низкотемпературные характеристики ПБиОДТ, полученного при варьировании параметров синтеза

| Параметр | T_{II} , °С | T_3 , °С |
|--------------------|---------------|------------|
| Масса катализатора | | |
| 1 % от массы масла | -3 | -8 |
| 2 % от массы масла | -6 | -10 |
| 3 % от массы масла | -5 | -7 |
| Время реакции | | |
| 0,5 часа | -6 | -10 |
| 1,0 час | -6 | -10 |
| 2,0 часа | -5 | -9 |

Как можно видеть из результатов, представленных в таблице 1, концентрация катализатора значительно влияет на низкотемпературные свойства, полученного БиОДТ, вместе с тем время синтеза практически не сказывается на низкотемпературных свойствах продукта.

Из полученных данных видно, что наилучшими низкотемпературными свойствами обладают продукты, синтезированные при использовании 2 % мас. сухого NaOH от массы растительного масла и времени реакции 1,0 час. При уменьшении и увеличении массы катализатора низкотемпературные характеристики ПБиОДТ ухудшаются. При использовании 1 % катализатора T_{II} и T_3 продукта на 3 °С и 2 °С соответственно выше, чем при использовании 2 % мас. катализатора. Ухудшение низкотемпературных свойств при недостатке катализатора вызвано тем, что в ходе синтеза БиОДТ образуется большое количество полупродуктов, низкотемпературные характеристики которых хуже.

При использовании 3 % катализатора T_{II} и T_3 продукта на 1 °С и 3 °С соответственно выше, чем при использовании 2 % мас. катализатора. Данный эффект объясняется тем, что при избытке катализатора начинают преобладать реакции мылообразования, что влечет за собой ухудшение низкотемпературных свойств БиОДТ.

При времени реакции 0,5 часа и 1,0 час T_{II} и T_3 продукта составляют -6 °С и -10 °С соответственно. При двухчасовом синтезе температуры повышаются на 1 °С, так как из-за увеличения времени реакции повышается число протекающих побочных реакций, в ходе которых образуются продукты, которые ухудшают низкотемпературные характеристики БиОДТ.

Таким образом, в ходе экспериментальных исследований были выявлены закономерности влияния концентрации катализатора и времени реакции на низкотемпературные свойства БиОДТ. Наилучшими низкотемпературными характеристиками обладает ПБиОДТ, синтезированное при использовании 2 % сухого NaOH от массы подсолнечного масла и проведении синтеза в течение 1,0 часа. При данных условиях также наблюдается высокий выход и удовлетворительные физико-химические характеристики продукта.

Литература

1. Варнаков Д.В., Варнаков В.В., Варнакова Е.А. Результаты исследований низкотемпературных свойств и цетанового числа биодизельного топлива // Процессы и машины агроинженерных систем. – 2016. – № 2. – С. 168 – 173.
2. Дворецкий С.И., Зазуля А.Н., Нагорнов С.А., Романцова С.В., Рязанцева И.А. Производство биодизельного топлива из органического сырья // Вопросы современной науки и практики. – 2012. – № 39. – С. 126 – 135.
3. Капустин В.М., Карпов С.А., Сайдахмедов А.И. Биодизельное топливо: преимущества, недостатки и перспективы промышленного производства // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2011. – № 4. – С. 49 – 54.

**МОДЕЛИРОВАНИЕ РАБОТЫ КОМПЛЕКСА ПРОИЗВОДСТВА КОМПОНЕНТОВ ТОВАРНЫХ
БЕНЗИНОВ НА ПАВЛОДАРСКОМ НЕФТЕХИМИЧЕСКОМ ЗАВОДЕ**

В.А. Чузлов¹, Э.Д. Иванчина¹, Г.Ж. Сейтенова², А.Ю. Тюменцев¹, Р. Дюсова¹

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

²Павлодарский государственный университет им. С. Торайгырова,
г. Павлодар, Республика Казахстан

Одной из наиболее сложных и многофакторных задач в области переработки нефтяного сырья является определение оптимальных соотношений потоков смешения с учетом их качества и количества в процессе производства товарных бензинов. Определение соотношений компонентов смешения при учете изменения состава и свойств углеводородного сырья, поступающего на переработку, а также оптимальные технологические режимы на стадиях каталитической переработки сырья позволят снизить себестоимость товарных продуктов за счет снижения их запаса по качеству.

На рисунке 1 представлена упрощенная схема производства автомобильных бензинов различных марок.

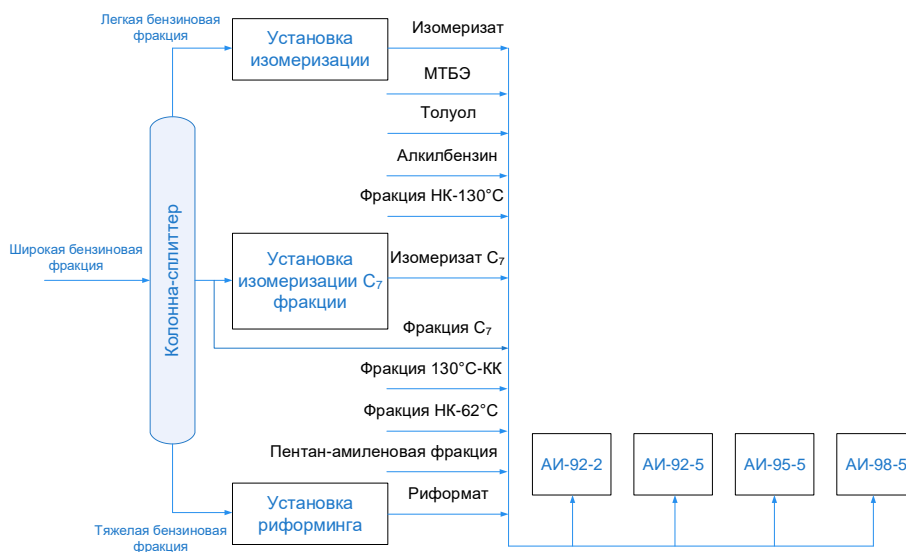


Рис. 1 Схема процесса производства автомобильных бензинов

От углеводородного состава широкой бензиновой фракции, а именно, от содержания в ней бензола и бензол-образующих компонентов, а также компонентов C_{7+} зависит как режим работы колонны-сплиттера, так и оптимальные соотношения компонентов смешения, которые необходимо строго поддерживать для обеспечения устойчивого производства товарной продукции с минимальным запасом по требуемому качеству и в заданном количестве.

Для определения состава и свойств товарных бензинов различных марок использовалась предложенная математическая модель процесса компаундирования, учитывающая законы неаддитивности при смешении октановых чисел и давления насыщенных паров компонентов смешения [1]. Исходными данными для модели смешения являются углеводородные составы компонентов, поступающих на компаундирование. Результаты расчетов представлены в таблицах 1,2.

Таблица 1
Рецептуры бензинов марки АИ-92 (5 класс)

| Компонент | Соотношение компонентов, мас. % | | |
|---------------------------|---------------------------------|-------|-------|
| | 1 | 2 | 3 |
| Алкилбензин | 2,23 | 2,23 | 2,23 |
| Изомеризат | 30,93 | 33,03 | 34,93 |
| Метил-трет-бутиловый эфир | 4,88 | 4,88 | 3,28 |
| Риформат | 40,62 | 23,02 | 34,62 |
| Толуол | 3,00 | 12,85 | 6,00 |
| Фракция 130°C-КК | 7,11 | 7,71 | 7,11 |
| Фракция НК-130 °С | 0,93 | 0,93 | 0,93 |
| Фракция НК-62 °С | 10,30 | 15,35 | 10,90 |

Таблица 2
Рецептуры бензинов марки АИ-95 (5 класс)

| Компонент | Соотношение компонентов, мас. % | | |
|---------------------------|---------------------------------|-------|-------|
| | 1 | 2 | 3 |
| Алкилбензин | 1,70 | 1,70 | 1,70 |
| Изомеризат | 25,42 | 30,42 | 28,42 |
| Метил-трет-бутиловый эфир | 10,25 | 7,65 | 10,25 |
| Пентан-амиленовая фракция | 3,53 | 3,53 | 3,53 |
| Риформат | 38,67 | 23,27 | 34,67 |
| Толуол | 2,85 | 12,85 | 3,30 |
| Фракция 130°C-КК | 9,88 | 10,28 | 9,88 |
| Фракция НК-130 °С | 1,40 | 1,40 | 1,40 |
| Фракция НК-62 °С | 6,30 | 8,90 | 6,85 |

- 1 – Проектное сырье состава;
- 2 – Сырье с высоким содержанием бензола и бензол-образующих компонентов;
- 3 – Сырье с высоким содержанием углеводородов C_{7+} .

Таким образом, учет стадий производства компонентов смешения товарных бензинов позволяет корректировать оптимальные соотношения потоков в процессе производства товарной продукции в условиях изменения их показателей качества. Предложенное техническое решение отбора бокового погона и его дальнейшая переработка в процессе изомеризации C_7 – фракции с рециркуляцией неразветвленных гептанов позволяет на 4,5 % объемных увеличить использование низкооктановых фракций за счет повышения их эксплуатационных свойств.

Литература

1. Ivanchina E.D., Dolganov I.M., Chuzlov V.A., Belinskaya N.S. Intensification of flow blending technology in the production of motor fuels by method of mathematical modelling // Chemical Engineering and Processing: Process intensification. – 2017 – Vol. 122. – p. 415–424.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПОРФИРИНОВ НА НЕФТЯНУЮ ДИСПЕРСНУЮ СИСТЕМУ

Е.Н. Шатова, К.Б. Кривцова

Научный руководитель - инженер К.Б. Кривцова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В течение длительного времени черное золото по ряду причин привлекает к себе особое внимание исследователей всего мира. Во-первых, нефть нужна для получения различных видов топлива, в том числе и автомобильных. Во-вторых, нефть – это важнейшее химическое сырье для создания органических материалов, необходимых человеку в повседневной жизни. В-третьих, нефть – это сырье для нефтехимического синтеза полимерных материалов. Известно, что запасы легкой нефти истощаются и актуальным является вопрос извлечения и изучения в полной мере тяжелого нефтяного сырья, а также взаимодействие его с другими веществами.

Нефть содержит различные группы соединений: основу составляет смесь парафиновых, нафтеновых и ароматических углеводородов, также присутствуют гетеропроизводные: кислород-, серо- и азотсодержащие соединения и некоторые другие вещества. Одной из наиболее важных групп являются азотистые соединения, которые в большей степени сосредотачиваются в тяжелых остатках. Азотистые соединения содержатся в нефти в виде низкомолекулярных и высокомолекулярных соединений. Так, в бензиновой фракции содержатся низкомолекулярные соединения. Они представлены соединениями анилина, аминов и амидов. Тяжелые остатки нефти представлены высокомолекулярными соединениями: смолисто-асфатовой частью и порфиринами. В дизельной фракции находятся как низкомолекулярные соединения, так и высокомолекулярные азотсодержащие соединения. Азотистые соединения являются поверхностно-активными веществами, отрицательно влияют на стабильность нефтепродуктов, склонны к образованию продуктов осмоления (ухудшают эксплуатационные свойства дизельных и реактивных топлив).

Среднее содержание азота в нефти колеблется в пределах от 0,001 масс. % до 1,8 масс. %, достигая 10 масс. % в высокосмолистых нефтях. В легких фракциях нефти азотистые соединения вовсе отсутствуют или находятся в малых количествах. На данный момент азотистые соединения в нефти изучены не в полной мере для наглядного представления их свойств, а также до сих пор не известны механизмы взаимодействия с другими группами углеводородов. Основными и главными представителями азотсодержащих соединений являются порфирины. Порфирины — это тетрапиррольные соединения, производные порфина, образованного четырьмя пиррольными ядрами. При помощи порфиринов происходят важнейшие функции в живой природе (транспорт электронов, фотосинтез). Они оказывают большое влияние на нефтяную дисперсную систему. Порфирины, обладая свойствами поверхностно-активных веществ, уменьшают поверхностное натяжение системы, тем самым уменьшая смачиваемость и повышая нефтеотдачу пласта. Металлпорфирины в нефтях образуют ассоциаты с асфальтенами, характерным свойством которых является их способность к осаждению при определенных условиях в процессе добычи, транспортировки и переработки нефти. Таким образом, чем больше концентрация порфиринов в нефти, тем легче и менее затратно будет извлечение нефти из коллектора. В связи с этим, изучение содержания порфиринов в сырой нефти является важной составляющей на этапе нефтедобычи, так как полученные сведения сыграют большую роль в увеличении нефтеотдачи.

Природный источник металлпорфиринов – это тяжелая нефть, которая содержит большое количество асфальтенов и смол. Металлпорфирины можно экстрагировать из нефти, но в данном случае в экстракт попадет углеводородная и гетероатомная часть, которая в дальнейшем затруднит их исследование. По этой причине металлпорфирины выделяют из асфальтенов и смол, поскольку в них сконцентрирована основная масса порфиринов, что позволяет получить чистые экстракты порфиринов.

Порфирины могут обладать слабоосновными или кислотными свойствами. Свойствами слабых оснований порфирины обладают, если присутствует третичный азот в двух пирроловых кольцах. Порфирины могут быть и кислотами, если в их составе содержатся карбоксильные группы в одной или нескольких боковых цепях. Одним из наиболее важных свойств порфиринов является их способность образовывать комплексы с ионами металлов [2].

Уникальные свойства соединений порфиринового ряда делают их одним из интереснейших классов находящихся в нефти веществ. На сегодняшний день, это единственные идентифицированные металлсодержащие нефтяные компоненты. Единственными изученными на сегодняшний момент представителями металлпорфиринов являются ванадиевые и никелевые структуры. Выделяют нефти ванадиевого типа ($V > Ni$) и никелевого типа ($Ni >$

**СЕКЦИЯ 12. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 2 – ХИМИЧЕСКАЯ ТЕХНОЛОГИЯ
ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ.**

V). В форме порфириновых комплексов может содержаться от 5 до 50% присутствующих в нефтях ванадия и никеля. Так, известно, что ванадиевые порфирины в нефти содержатся в количестве 10^{-5} - 10^{-2} масс.%, никелевые 10^{-4} - 10^{-3} масс.%.

В настоящее время наиболее интересным и актуальным является вопрос выделения металлпорфириновых компонентов из тяжёлого нефтяного сырья. Это связано с тем, что концентрация металлов, содержащихся в порфириновых компонентах нефти отдельных месторождений настолько высока, что может быть сравнима с содержанием этих же металлов в рудах, а иногда и превышать его [4]. Существует несколько методов выделения порфиринов:

1. Метод кислотного концентрирования. К испытуемому образцу добавляют сильную кислоту. В результате происходит деме­таллизация металлпорфириновых компонентов и переход их в кислотную фазу. Наибольшим преимуществом деме­таллизации в ряду неорганических кислот обладает серная кислота, обработка образцов которой приводит к максимальной конверсии металлокомплексов.

2. Метод селективной экстракции. Этот метод позволяет экстрагировать металлпорфирины несмешивающимися с нефтью растворителями. Метод предполагает дальнейшую очистку экстракта. Отсутствие химических превращений гарантируется за счёт того, что селективные растворители выполняют свою роль при очень мягких условиях. Например, лучшим растворителем является диметилформамид, так как с ним в полном объёме экстрагируются все металлпорфирины.

3. Метод обработки кислотами Льюиса (кислотное комплексообразование). Основой метода является выделение металлпорфиринов, нерасворяющихся в углеводородных растворителях. Далее, комплексы ванадила и никеля разделяются с помощью жидкостной хроматографии. Метод комплексообразования необходим в том случае, если металлпорфирины находятся даже в незначительной концентрации [1].

Если растворы порфиринов в органических растворителях облучать ультрафиолетовым светом, они испускают интенсивное флуоресцентное свечение. Эта флуоресценция очень характерна для металлпорфиринов. Поглощение и флуоресценция порфиринов обусловлены наличием ненасыщенной части, а также гетероатомных включений.

В качестве объекта исследования была выбрана нефть Поселковского, Ясного и Снежного месторождений. Асфальтены получали «холодным» методом Гольде. Для выделения порфиринов был выбран метод кислотного концентрирования. В качестве сильной неорганической кислоты использовали концентрированную серную. Бензольный раствор асфальтенов перемешивали с концентрированной серной кислотой. Деме­таллизация проводилась при температуре не выше 10°C. Полученный бензольный экстракт порфиринов разделяли на фракции при помощи тонкой колоночной хроматографии [3]. Колонку 30×1,5 см заполняли силикагелем марки АСКГ и пропитывали бензолом. Смесь изопропилового спирта в бензоле добавляли после того, как в колонку впитается бензольный раствор порфиринов. Разделение порфиринов на фракции по колонке хорошо заметно благодаря их разной окраске (от ярко-малинового до оранжевого). На выходе из колонки отбирали аликваты. Далее полученные фракции анализировали на спектрофотометре «Sprecord UV-VIS» от 400 до 650 нм.

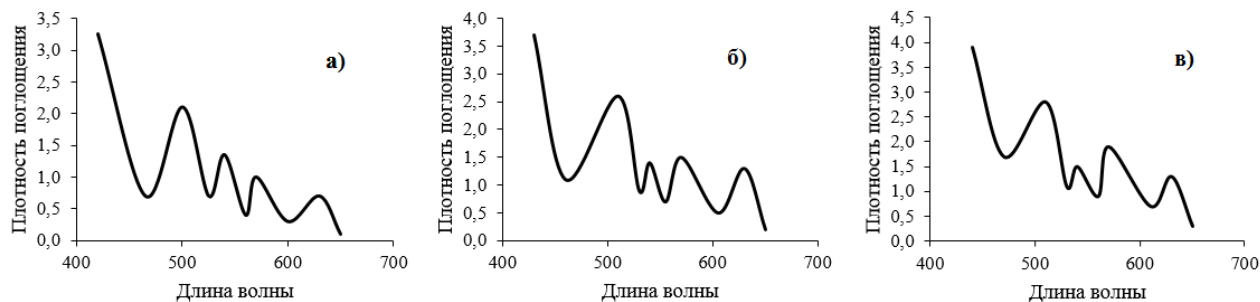


Рис. Экстракты порфиринов: а) Поселковского месторождения, б) Ясного месторождения, в) Снежного месторождения.

По результатам спектрального анализа видно, что присутствуют полосы, которые характерны для свободных порфириновых оснований (Рис.), содержащихся, в основном, в лёгких нефтях. Таким образом, метод кислотного концентрирования является весьма эффективным и позволяет достичь практически полной деме­таллизации сырья.

Литература

1. Милордов Д.В. Состав и свойства порфиринов тяжелых нефтей и нефтяных остатков с повышенным содержанием ванадия и никеля: Автореферат. Дис. на соискание ученой степени кандидата химических наук. – Казань, 2016г. – 16 с.
2. Химия нефти и газа / Под ред. В.А. Проскурякова, А.Е. Дробкина. – Санкт Петербург: Химия, 1995 – 285-289 с.
3. Геохимия порфиринов / Серебрянникова О.В., Т. В. Белоконов. / Под ред. Г. Л. Рыжова – Новосибирск: Наука, 1984 г. – 22-23 с.
4. Симонян Г.С. Эндогенное образование ванадиевых руд и нафтидов// Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. – Москва, 2015. – №5 – С. 270–277.

С Е К Ц И Я 13

КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МИКРОКРЕМНЕЗЕМА В ПРОИЗВОДСТВЕ СТЕКЛОБРАЗНЫХ МАТЕРИАЛОВ

А.А. Ахмаджонов, Х.Л. Усманов, Ш.М. Ниязова

Научный руководитель – профессор З.Р. Кадырова

*Институт общей и неорганической химии Академии наук Республики Узбекистан,
г. Ташкент, Узбекистан*

Развитие производства стеклообразных материалов в Республике Узбекистан неразрывно связано с интенсивным развитием строительного комплекса и других отраслей промышленности. Производство стекла и стеклообразных изделий имеет свое особое значение в промышленности строительных материалов [1]. Разработка новых высокоэффективных и энергосберегающих составов также остаётся актуальной задачей, поставленной перед исследователями, работающими в этой области [2, 3]. В этом плане представляет интерес микрокремнезем, образующийся при производстве ферросплава в АО «Узметкомбинат».

Первоначальный интерес к применению микрокремнезема в строительных материалах был обусловлен проблемами охраны окружающей среды, усилением контроля загрязнения атмосферы, а также необходимостью экономии энергии в промышленности строительных материалов за счет частичной замены природных материалов промышленными отходами [8].

Микрокремнезем – конденсированная силикатная пыль, которая является побочным продуктом производства кристаллического кремния или кремниевых сплавов путем восстановления кварца в электрической печи. В процессе выплавки кремниевых сплавов некоторая часть монооксида кремния SiO_2 переходит в газообразное состояние и, подвергаясь окислению и конденсации, образует чрезвычайно мелкий продукт в виде шарообразных частиц с высоким содержанием аморфного кремнезема. [6]

В настоящий момент микрокремнезем применяют в качестве добавки с целью улучшения физико-механических и строительно-технических свойств цемента, бетона, стеновых и легковесных керамических материалов, в производстве стекла и стеклотарных изделий, а также огнеупорных материалов.

Исходя из этого, нами были предприняты попытки разработать стеклообразные материалы на основе местных сырьевых материалов и микрокремнезема – отхода производства ферросплава. Химический состав микрокремнезема и исходных сырьевых составов приведены в таблице 1.

Таблица 1

Химический состав использованных компонентов

| Наименование компонентов | Содержание оксидов в мас. % | | | | | | | | | П.П.П., мас. % |
|------------------------------|-----------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------|--------------|-----------------------|----------------------|---------------|----------------------|----------------|
| | SiO_2 | Al_2O_3 | Fe_2O_3 | CaO | MgO | Na_2O | K_2O | SO_3 | H_2O | |
| Доломит Дехканабадский | 1,7-1,9 | 1,22-1,25 | 0,03-0,04 | 31,06-31,08 | 18,93-18,95 | 0 | 0 | 0 | 3,30 | 43,8 |
| Песок Майский | 94,05-94,56 | 1,82-2,93 | 0,15-0,2 | 1,1-1,4 | 0,2-0,22 | 0,8-0,9 | 0,1-0,3 | 0 | 0,79 | 0,91-0,92 |
| Микрокремнезем Узметкомбинат | 85-89 | 0,7-0,9 | 1,1-1,5 | 3,5-4 | 2,7-3 | 0 | 0 | 0,4-0,6 | | |

Для определения чистоты фазы и кристаллической структуры обожженных образцов использовали рентгенофазовый анализ на дифрактометре LABX XRD-6100 SHIMADZU в диапазоне 2θ , 10–80 с использованием $\text{CuK}\alpha$ -излучения с длиной волны 1,5418 Å.

Рентгенофазовый анализ микрокремнезема показал, что в основном присутствует стеклофаза, которая не фиксируется рентгенографическим анализом (рисунок).

Для проведения исследований нами были составлены различные шихтовые составы на основе кальцинированной соды Кунградского содового завода, кварцевого песка Майского, доломита Дехканабадского месторождений и микрокремнезема (таблица 2).

Разработанные составы масс (таблица 2) для получения стекла в стехеометрическом соотношении размалывали в шаровой мельнице до тонкости помола прохождение через сито № 063, промывали водопроводной проточной водой, высушивали в сушильном барабане при температуре 100-120 °С. Обжиг проводили в ванной печи при температуре 1200 °С. Следует отметить, что производственные составы тарного стекла на основе традиционных составов расплавляются при 1300-1340 °С [4, 5, 7, 9, 10].

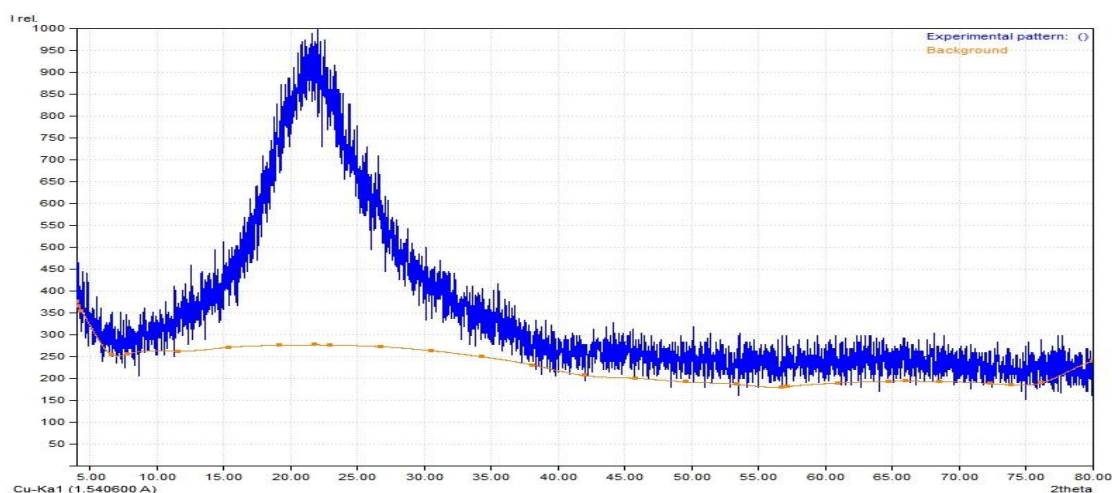


Рисунок. Рентгенограмма микрокремнезема - отхода производства ферросплава АО «Узметкомбинат»

Таблица 2

Составы шихт с различным соотношением компонентов

| № проб | Компоненты, % | | | | | Сумма, Σ |
|--------|--|---------------------------------------|--|-------------------------------------|--|----------|
| | Кварцевый песок Майского месторождения | Доломит Дехканабадского месторождения | Кальцинированная сода Кунградского содового завода | Микрокремнезем отход Узметкомбината | Остатки магнитного обогащения кварцевого песка | |
| 1 | 0 | 15-17 | 20-22 | 61-63 | 0 | 100 |
| 2 | 60-65 | 0 | 17-22 | 16-20 | 0 | 100 |
| 3 | 29-33 | 16-19 | 20-23 | 28-32 | 0 | 100 |
| 4 | 55-62 | 15-19 | 20-23 | 0,5-2 | 1-3 | 100 |

Использование микрокремнезема в качестве добавки в сырьевой состав стекла показал, что температура плавления сырьевой массы снижается примерно на 100 °С вследствие влияния аморфного кремнезема на процесс плавнеобразования. После варки опытных масс в ванной печи полученную расплавленную стекольную массу заливали в металлические формы. Физико-химические свойства полученных опытных составов стекол испытывали на приборе спектрофотометр марки «Shimadzu», определяли степень светопропускаемости, химический анализ проводили на приборе «Regaku».

Полученные стеклоизделия из опытных составов 1-3 обладают прозрачностью со степенью пропускания светового луча 65-68 %, в допустимых пределах, установленных для тарного стекла. Внешний вид опытных образцов стекла имеет слабый кремовый оттенок. Стеклоизделие, полученное из состава № 4, имеет более темный цвет со степенью пропускания светового луча 45–50 %, вследствие влияния остаточных примесей оксидов металлов, уловленных магнитным сепаратором.

Таким образом, результаты проведенных опытных испытаний дают основание полагать, что добавка микрокремнезема в шихтовой состав стекла не снижает его основные технологические характеристики. Показано, что добавка микрокремнезема в сырьевой состав стекла приводит к снижению температуры плавнеобразования (варки стекло), что способствует экономии дорогостоящих энергоресурсов, а также приводит к решению экологической обстановки промышленного региона Республики.

Литература

1. Аппен А.А. Химия стекла. – Л.: Химия, 1974. – 265 с.
2. Бабаев З.К., Ибрагимов Д.У., Каримов Ш.Х., Кенжаев Ф.Д., Ядгоров А.М. Состояние и развитие стекольной отрасли Узбекистана // Химическая технология. – 2018. – № 2 (47). – С. 1503.
3. Бабаев З.К., Матчонов Ш.К., Буранова Д.Б., Курбанова Р.С. Синтез легкоплавких стекол на основе минерального сырья Узбекистана для эмалирование стали // Химическая технология. – 2019. – № 4(61). – С. 177.
4. Жерновая Н.Ф., Онищук В.И., Минько Н.И. Физико-химические основы технологии стекла и стеклокристаллических материалов: учебно-практическое пособие. – Белгород: изд-во БегГТАСМ, 2001г. – 101 с.
5. Матвеев М.А., Матвеев Г.М., Френкель Б.Н. Расчёты по химии и технологии стекла: справочное пособие. – М.: Стройиздат, 1972 г. – 238 с.
6. Морозова Е.В. Моделирование параметров функционирования технологических линий для поддержки задач управления стеклотарным производством // Стекло мира. – 2007. – № 5. – С. 89.
7. Павлушкин Н.М., Сентюрин Г.Г., Ходаковская Р.Я. Практикум по технологии стекла и ситаллов. – М.: Стройиздат,

1970. – С. 509
8. Потапов В.В., Горев Д.С. Физико-химические характеристики нанокремнезема (золе, нанопорошок) и микрокремнезема // *Фундаментальные исследования*. – 2018. – №6. – С. 23 – 29.
 9. Редько С.Г. Разработка концептуальной модели функционирования механизированной линии стеклотарного производства / Эпов А.А., Морозова Е.В. // *Прогрессивные технологии в обучении и производстве: Материалы IV Всероссийской конференции, КТИ ВолгГТУ, 2006*. – С. 189 – 192.
 10. Редько С.Г., Морозова Е.В. Функционально-структурное моделирование технологических процессов стеклотарного производства // *Современные проблемы науки и образования*. – 2009. – Часть 3. – № 6. Электронный ресурс. URL: <https://science-education.ru/ru/issue/view?id=38>

ВЗАИМОСВЯЗЬ МЕЖДУ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИМИ СВОЙСТВАМИ И АДсорбЦИОННОЙ СПОСОБНОСТЬЮ ОТБЕЛИВАЮЩИХ ГЛИН

В.Т. Бадретдинова, Т.А. Серых, А.П. Чернова

Научные руководители: доцент А.П. Чернова, старший преподаватель В.А. Кутугин
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Адсорбенты на основе природных материалов, преобладающими из которых являются бентонитовые глины, в Российской Федерации представлены, в основном, торговыми марками производства европейских стран и США; изготовлены, как правило, на основе качественных бентонитовых глин [1].

Наряду с этим, Россия обладает большим количеством месторождений природных материалов, на основе которых возможно получение перспективных адсорбентов [2]. Поэтому разработка технологии использования природного сырья, изучение свойств материалов, методов модифицирования, с целью получения высокоэффективных адсорбентов из пород конкретных месторождений, является важной задачей.

В Калужской области наибольший интерес представляет Зикеевское месторождение, природные материалы которого характеризуются хорошими сорбционными свойствами и зарекомендовали себя в области ветеринарии [3] и при очистке сточных вод [4]. В этой связи, комплексные исследования состава и свойств Трепела, для создания на его основе адсорбента, применяемого для отбелики пищевых масел, являются актуальными.

Целью работы являлось изучение физико-химических и сорбционных свойств отбельных глин для разработки технологии модификации Трепела.

Для исследований были выбраны импортные отбельные глины – Tonsil OPTIMUM 210 FF (Германия), Taiko ALPHA 1 G (Малайзия), а также отечественный природный материал – Трепел с Зикеевского месторождения.

Элементный состав образцов определяли EDS-анализом энергодисперсионным методом на микроскопе JEOL JCM-6000. Результаты химического состава отбельных глин представлены в виде таблицы 1.

Таблица 1

Химический состав сорбентов

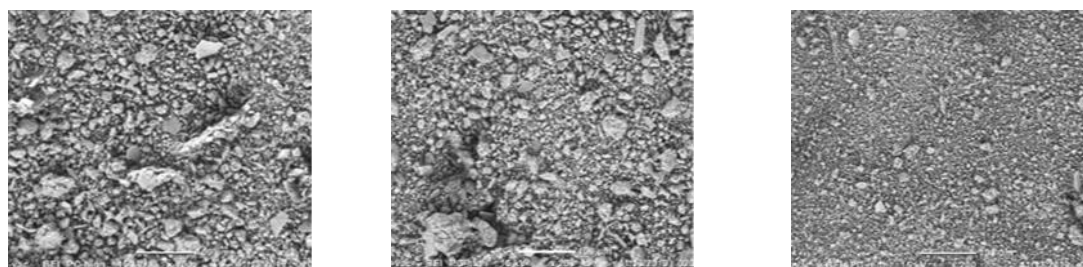
| Сорбент | Химический состав, мас. % | | | | | | | |
|------------------------------------|---------------------------|--------------------------------|-----|-----|-------------------|------------------|--------------------------------|-----------------|
| | SiO ₂ | Al ₂ O ₃ | CaO | MgO | Na ₂ O | K ₂ O | Fe ₂ O ₃ | SO ₃ |
| Tonsil OPTIMUM 210 FF | 78,6 | 15,2 | 0 | 1,6 | 0 | 2,0 | 2,6 | 0 |
| Taiko ALPHA 1 G | 67,1 | 13,3 | 3,4 | 2,2 | 0,7 | 1,4 | 4,7 | 6,9 |
| Трепел с Зикеевского месторождения | 84,1 | 9,1 | 0,3 | 1,5 | 0 | 1,1 | 3,6 | 0 |

Из таблицы 1 видно, что Tonsil OPTIMUM 210 FF и Трепел с Зикеевского месторождения имеют схожий состав по содержанию диоксида кремния и низкому содержанию оксида кальция. Стоит отметить, что во всех образцах присутствует оксид алюминия, но наибольшая концентрация наблюдается у Tonsil OPTIMUM 210 FF. Наличие оксида серы в составе Taiko ALPHA 1 G указывает на то, что сорбент предварительно промывали серной кислотой.

Размер частиц отбельных глин определяли с помощью гранулометрического анализа методом лазерной дифракции на приборе Shimadzu SALD-7101. Результаты гранулометрического анализа можно наглядно увидеть на рисунке 1 при увеличении 200х.

Из рисунка 1 видно, что Tonsil OPTIMUM 210 FF и Taiko ALPHA 1 G имеют более крупные частицы, а, следовательно, более развитую поверхность по сравнению с природной глиной Трепел. В связи с этим, можно предположить, что у трепела будет наибольшее значение удельной поверхности. Для уточнения предполагаемых данных исследовали удельную поверхность частиц методом БЭТ (Брунауэра-Эммета-Теллера). Данный метод показывает только площадь поверхностного слоя материала и не учитывает внутренний объем пор. Установили, что удельная поверхность у Tonsil OPTIMUM 210 FF – 212 м²/г, Taiko ALPHA 1 G – 102 м²/г, Трепела – 84 м²/г, следовательно, удельная поверхность отбельных земель выше за счет развитой внутренней поверхности пор, чем у отечественного сорбента. Это дает основание предположить, что за процесс сорбции отвечает внутренний объем пор.

Исследования сорбционных свойств отбельных глин проводили по методике [5] на рапсовом масле. Результаты показали, что сорбционная способность всех отбеливающих глин выше 80 % (рис. 2). Выявлено, что наибольшей эффективностью сорбции обладает Tonsil OPTIMUM 210 FF, что согласуется с удельной поверхностью сорбентов.



а

б

в

Рис. 1 Микрофотографии поверхности Tonsil OPTIMUM 210 FF (а), Taiko ALPHA 1 G (б) и Трепел с Зикеевского месторождения (в)

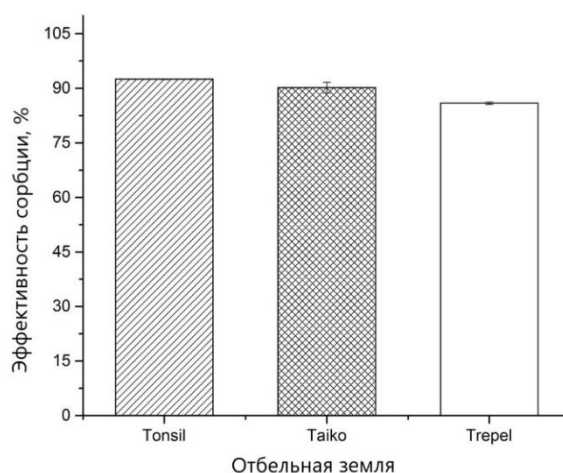


Рис. 2 Эффективность сорбции отбельных земель

Для технологического процесса важно учитывать скорость фильтрации [6], поэтому параллельно была исследована скорость фильтрации сорбентов: Tonsil OPTIMUM 210 FF – 411 с, Taiko ALPHA 1 G – 451 с, Трепел – 638 с. Установили, что самая низкая скорость фильтрации у Трепела, скорее всего, это обусловлено маленьким размером частиц, что согласуется с гранулометрией.

Таким образом, на основании полученных данных можно предположить, что на скорость сорбции Трепела с Зикеевского месторождения влияет содержание оксида алюминия, удельная поверхность внутреннего объема пор и размер частиц. Следовательно, для увеличения эффективности отбелики стоит провести предварительно агломерацию частиц и модификацию поверхности, что приведет к увеличению общей удельной поверхности и увеличит скорость сорбции. Вследствие этого, дальнейшая работа будет посвящена модификации отбельной глины Трепел.

Литература

1. Ларин А.Н. Общая технология отрасли: Учеб. Пособие / Иван. гос. хим. технол. ун-т: Иваново, 2006. – 76 с.
2. Кремнистые породы СССР / Под ред. У.Г. Дистанов. Казань, Татарское кн. изд-во, 1976, 412 с. Сырьевая база кремнистых пород СССР и их использование в народном хозяйстве / Под ред. М.Б. Григорович, У.Г. Дистанов.
3. Боголюбов А.В. Эффективность использования минерала Трепел зикеевского месторождения Калужской области в составе комбикорма для лактирующих коров: Дис. ... канд. с.-х наук. – Дубровицы, Московской обл., 2001. – 106 с.
4. Шилина А.С., Милинчук В.К., Мартынов П.Н., Подзорова Е.А., Чабань А.Ю. Очистка водных сред с помощью трепела – природного сорбента зикеевского месторождения Калужской области // Вода: химия и экология. – 2009. – № 11 (17). – С. 25-29.
5. Деревенко В.В. Проведение поисковых исследований адсорбционной очистки кукурузного масла. Разработка плана эксперимента исследования отбелики кукурузного и рапсового масел трепелом. Обработка экспериментальных данных и рекомендации по отбелике кукурузного и рапсового масел трепелом. Технический отчет. – Краснодар, 2019. – 80 с.
6. Труфанов Д.А. Исследование процесса адсорбционной рафинации растительных масел бентонитовыми порошками: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Санкт-Петербург, 2017. – 53 с.

**АПРОБАЦИЯ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ МНОГОРЯДНОГО ВОЗДУШНОГО
КЛАССИФИКАТОРА СЫПУЧИХ МАТЕРИАЛОВ**

П.А. Батенева

Научный руководитель – доцент В.Б. Пономарев

*Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина,
г. Екатеринбург, Россия*

В химической, горнодобывающей, строительной и других отраслях промышленности исходным сырьем являются дисперсные вещества, к фракционному составу которых предъявляются высокие требования. Переработанный материал получают в виде порошка, крупнозернистого материала или гранул, качество которых во многом зависит от их однородности. Разделить сыпучий материал на фракции с заданным гранулометрическим составом можно путем широко используемого технологического процесса, называемого классификацией. Фракционирование или классификация сыпучих материалов представляют собой процесс разделения, базирующийся на разнице физических свойств «размер – масса» и аэродинамических характеристик отдельных частиц. Разделительная среда в этом случае воздух или горячие дымовые газы.

С помощью объединения по определенной схеме одношахтных каскадных классификаторов, возможно получить различные типы комбинированных сепараторов, обладающих повышенной эффективностью и производительностью при сравнительно небольших габаритах. Существует несколько способов объединения шахтных классификаторов [1, 2]. Наиболее распространен способ, в котором материал подается на расположенную под каскадными шахтами газораспределительную решетку и движется по ней в псевдооживленном состоянии [3].

Математическая модель многорядного классификатора. Любой стохастический процесс описывается функциями распределения. Для процесса фракционирования такой функцией является функция степени фракционного разделения, которую для крупного продукта можно аппроксимировать двухпараметрической формулой Плитта [2]

$$\Phi_k(x_i) = \frac{(x_i/x_{50})^p}{1 + (x_i/x_{50})^p}, \quad (1)$$

где x_i – размер узкой фракции частиц, мкм;

x_{50} – граница разделения, мкм;

p – показатель остроты разделения.

Если предположить, что классификаторы настроены на одну границу разделения и имеют равную эффективность, для n -аппаратов (колонок) можно записать [4]:

$$\Phi_k(x_i) = \Phi_{k1}^n(x_i), \quad (2)$$

или

$$\Phi_k^n(x_i) = \frac{(x_i/x_{50})^p}{1 + (x_i/x_{50})^p}. \quad (3)$$

Так как частицы с размером x_{50} извлекаются в крупный продукт на 50 %, $\Phi_k(x_{50}) = 0,5$. Можно записать:

$$0,5^n = \frac{\left(\frac{x_{50z}}{x_{50}}\right)^p}{1 + \left(\frac{x_{50z}}{x_{50}}\right)^p} \quad (4)$$

И рассчитать общую границу разделения после перемешки:

$$\left(\frac{x_{50}}{x_{50z}}\right)^p = \frac{1}{1 - 0,5^n} - 1. \quad (5)$$

В итоге, для произвольного числа перемешки n при одинаковой настройке аппаратов :

$$x_{50z} = x_{50} \left(\frac{1 - 0,5^n}{0,5^n} \right)^{\frac{1}{p}} \quad (6)$$

Эксперимент

Для проверки модели была разработана конструкция классификатора из семи одинаковых шахт (рис. 1) с возможностью подачи материала отдельно в первую, вторую, третью, шестую и седьмую. В качестве исследуемого материала использовался гранулированный купершлак, применяемый для производства абразивных порошков.

Исходный материал подавался в одну из шахт, где начиналось его разделение воздушным потоком на два продукта. Крупный материал по решетке поступал в следующие шахты и бункер крупки, мелкий поднимался вверх в циклон. Все мелкие продукты объединялись в общем бункере под циклоном, обеспыленный крупный материал выгружался из-под классификатора. После выгрузки продуктов разделения, проводился ситовый анализ, и определялась граница разделения. В ходе экспериментов изменялась скорость подачи воздуха через аппарат и производительность по исходному продукту.

Для проверки математической модели значение исходной границы разделения принималось равным границе разделения в одной колонке аппарата.

На рис. 2 приведен график изменения граничного зерна от количества вертикальных шахт аппарата при расходной концентрации $0,5 \text{ кг/м}^3$ и трех скоростях воздушного потока.

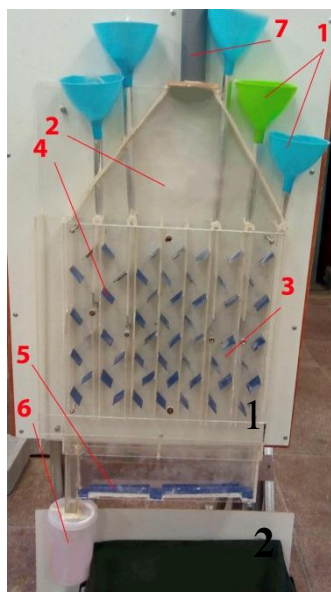


Рис. 1 Многорядный классификатор:
 1 – воронки с фильтрами,
 2 – классификатор, 3 – вертикальная шахта, 4 – пересыпные полки,
 5 – перфорированная решетка,
 6 – бункер крупки, 7 – воздуховод к циклону

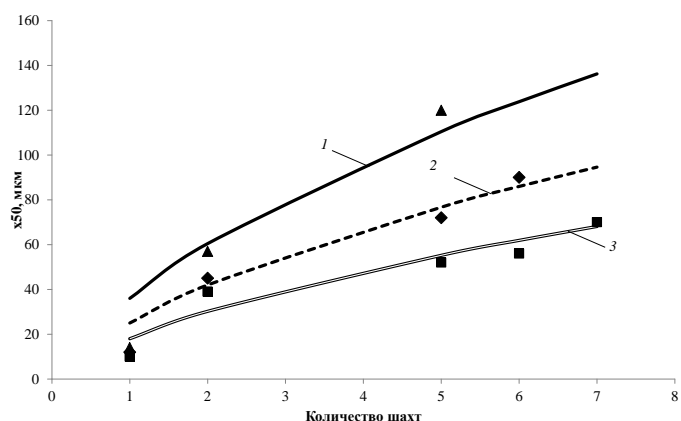


Рис. 2 Зависимость границы разделения от количества колонок классификатора: точками обозначены экспериментальные данные, линиями математическая модель по уравнению (6):
 1 – скорость $3,0 \text{ м/с}$; 2 – скорость $2,5 \text{ м/с}$; 3 – скорость $2,0 \text{ м/с}$

Выводы. Апробация математической модели последовательного каскада многорядного классификатора показала удовлетворительное соответствие расчетных и экспериментальных данных. Таким образом, полученное уравнение можно применять для предварительных расчетов промышленных классификаторов.

Литература

1. Барский М.Д. Фракционирование порошков. – М.: Недра, 1980. – 327 с.
2. Пономарев В.Б. Расчет и проектирование оборудования для воздушной сепарации сыпучих материалов. Учебное пособие. – Ид-во Урал. ун-та, 2017. – 96 с.
3. Пономарев В.Б., Дзюзер В.Я. Выделение посторонних примесей из аморфного диоксида кремния // Огнеупоры и техническая керамика. – 2010. – № 11–12. – С. 44 – 48.
4. Пономарев В.Б. Исследование механизма увеличения эффективности разделения порошков при последовательных пересистках в каскадных классификаторах // Инновационные технологии обогащения минерального и техногенного сырья: Материалы научно-технической конференции, проводимой в рамках VII Уральского горнопромышленного форума. – Екатеринбург, 2017. – С. 64 – 67.

ПЕРЕРАБОТКА ОТВАЛЬНОГО МОНАЦИТА ТУГАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Е.О. Белякова

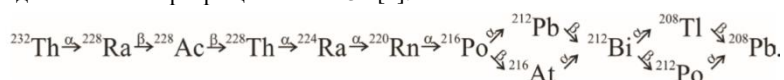
Научный руководитель – доцент В.В. Тихонов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Монацит – минерал, который представляет собой безводную смесь фосфатов тория и редкоземельных элементов [1].

Исследуемое Туганское месторождение – россыпное циркон-ильменитовое месторождение, находится в Туганском районе Томской области в 30 км к северо-востоку от ее административного центра в районе станции Туган [2]. Полезные компоненты относительно равномерно содержатся на месторождении, которое включает отдельные линзообразные промышленные россыпи значительного размера.

При переработке месторождения предполагается вырабатывать ряд продуктов, а именно: кварцевый песок, ильменитовый и циркониевый концентраты. В качестве отвальных продуктов выступают каолиновая глина (накапливается в виде осадка в прудах-отстойниках оборотной воды) и монацит [3]. Монацит выступает радиоактивным минералом, содержащим альфа-эмиттеры (Th-232, U-235, U-238) и продукты их распада (Th-228, Ra-224, Ra-226, Bi-212, Rn-220, Rn-222, Po-212 и др.), ряд из которых (Ac-228, Bi-212, Bi-214, Tl-208, Po-212) гамма-активны. Цепочка радиоактивных превращений Th-232 [2]:



Так, в силу радиоактивности, монацит представляет собой отвальный продукт, требующий особых условий хранения, и относится ко второму классу опасности: после его взаимодействия с окружающей средой экологическая система будет необратимо нарушена.

Целью работы является предварительная оценка выбора технологии переработки монацитового концентрата Туганского месторождения для снижения вредного воздействия на окружающую среду и получение товарных продуктов из отвального (техногенного) сырья.

Из известных источников был рассмотрен химический состав монацита Туганского месторождения. С помощью магнитной, электромагнитной сепарации и ручного отбора была получена монофракция монацита для исследования. В нижеприведенной таблице можно увидеть средние содержания оксидов элементов (таблица 1) [2].

Таблица 1

Средние содержания оксидов некоторых элементов в монаците Туганского месторождения

| Оксиды элементов | Средние содержания оксидов элементов, мас. % |
|--------------------------------|--|
| P ₂ O ₅ | 30,65 |
| Ce ₂ O ₃ | 15,18 |
| La ₂ O ₃ | 30,10 |
| ThO ₂ | 2,87 |
| SiO ₂ | 0,86 |
| CaO | 1,74 |

На основе изучения содержания ценных компонентов в россыпях месторождения установлено: монацит, уходящий в отвальные породы, является источником ценных редкоземельных элементов и фосфора, что свидетельствует о целесообразности его переработки.

Благодаря обогащению и отделению от сопутствующих минералов грохочением и электромагнитной сепарацией получают концентраты, которые содержат 95–98 % монацита [1]. Для извлечения тория, урана и редкоземельных элементов производится гидрометаллургическая переработка монацитового концентрата, которая состоит из:

- получения соединений тория, урана и редкоземельных элементов, растворимых в минеральных кислотах, путем вскрытия исходного концентрата;
- перевода в раствор тория, урана и редкоземельных элементов;
- отделения тория, урана и редкоземельных элементов от фосфора;
- разделения тория, урана и редкоземельных элементов.

Технологии переработки монацитовых концентратов могут быть усовершенствованы благодаря разработке новых процессов для осуществления всех отмеченных выше стадий, или к их модернизации с учетом современных достижений гидрометаллургической переработки редких и радиоактивных металлов [3].

На концентрационных столах происходит одно- или двукратная очистка первичного концентрата благодаря разнице в плотности минералов и их смачиваемости различными жидкостями. С помощью магнитной сепарации происходит разделение монацитового концентрата на сильномагнитную, слабомагнитную и немагнитную фракции: ильменит, монацит и циркон, кварцевый песок, рутил, гранат, соответственно. В таблице 2 представлена тяжелая фракция минералов, содержащихся в руде [2].

Таблица 2

Тяжелая фракция минералов, содержащихся в руде

| Минерал | Удельный вес, г / см ³ |
|----------|-----------------------------------|
| Корунд | 3,9-4,1 |
| Ильменит | 3,5-5,0 |
| Монацит | 4,2-5,5 |

Получаемый концентрат содержит до 98 % монацита и является сырьем для производства соединений тория.

Монацит, как безводная смесь ортофосфатов тория и редкоземельных элементов, имеет высокую химическую устойчивость, не растворяется в воде, а также в минеральных кислотах при нормальной температуре, устойчив к нагреву на воздухе до высоких температур. Все эти факторы серьезно осложняют его переработку. В основе вскрытия монацита лежат технологии, разрушающие прочную кристаллическую решетку фосфатов редкоземельных элементов благодаря взаимодействию с крепкими растворами минеральных кислот или щелочей, а также спеканию с карбонатно-щелочными соединениями металлов, находящихся в первой группе периодической таблицы Д. И. Менделеева.

Известны схемы вскрытия монацита по кислотной и щелочной схеме, имеющие свои плюсы и минусы и ориентированные на свой целевой продукт вскрытия [1]. Изучение схем вскрытия показало, что при рассмотрении метода вскрытия монацита практически не учитывались технико-экономические затраты, связанные как с аппаратурным оформлением процесса, так и с вопросами хранения продуктов переработки: в частности, тория.

С учётом конъюнктуры рынка и близкого расположения Сибирского химического комбината системы ГК Росатом, была выбрана щелочная схема вскрытия монацита, которая позволяет извлечь коллективный концентрат редкоземельных элементов и торий. Фосфатно-щелочной раствор, полученный в результате щелочной переработки концентрата и свободный от редкоземельных элементов и радиоактивных примесей, может быть задействован при производстве фосфатных удобрений – побочного товарного продукта [2]. Определено, что вся гамма- и альфа-активность содержится в осадках гидроксидов, образовавшихся в результате щелочной обработки монацитового концентрата. Это говорит о том, что фосфатно-щелочные растворы не нужно очищать от радионуклидов, так как часть радионуклидов переходит в раствор. Подлежит захоронению лишь нерастворенная часть осадка, содержащая радионуклиды ториевого ряда. Предварительный расчёт показывает, что выделение фосфата натрия позволяет окупить процесс вскрытия.

Торий, извлекаемый при переработке монацитового концентрата, находит успешное применение в ядерной энергетике. Запасы урана истощаются из-за возрастающего числа ядерных установок с топливом на основе урана. Решить данную проблему можно благодаря применению ториевого топливного цикла, доказанную эффективность которого можно наблюдать практически во всех реакторных системах уже на ранней стадии его исследования. Уран-ториевое топливо имеет значительное преимущество по сравнению с топливом на основе урана или урана и плутония: с точки зрения энергетике 1 тонна тория эквивалентна 200 тоннам урана или 3,5 млн т угля [1]. Более того, торий-232 образует уран-233 – качественное ядерное топливо, которое отлично подходит для большинства типов современных реакторов.

Разработана принципиальная и аппаратурно-технологическая схемы щелочной переработки монацитового концентрата, позволяющие сократить количество используемого оборудования, организовать протекание процессов выделения ториевого концентрата из отвального монацита Туганского месторождения с минимальным воздействием на окружающую среду, а также обеспечить безопасность технологических операций на производстве и утилизации отходов переработки, поскольку они будут принадлежать к категории общепромышленных в соответствии с п. 1 ст.12 Федерального закона РФ от 11.07.2011 № 190 «Об обращении с радиоактивными отходами и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

Литература

1. Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям. Производство редких и редкоземельных металлов / Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии. – М.: Бюро НДТ, 2017. – 210 с.
2. Муслимова А.В. Извлечение редкоземельных элементов из монацитового концентрата: дис. ... канд. хим. наук. – СТИ НИЯУ МИФИ, 2019. – 180 с.
3. Рихванов Л.П. Циркон-ильменитовые россыпные месторождения - как потенциальный источник развития Западно-Сибирского региона / Л.П. Рихванов, С.С. Кропанин, С. А. Бабенко. – М.: Сарс. – 2001. – 214 с.

**РАЗРАБОТКА СОСТАВА ЭМАЛЕВОГО ПОКРЫТИЯ
С ЗАДАНЫМИ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ**

В.Ю. Боровой

Научный руководитель – профессор О.В. Казьмина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Эмалирование металлов – широко распространенный способ защиты металлических изделий от коррозии и придания им определенных эксплуатационных и эстетико-потребительских свойств. В настоящее время устойчивость стекловидного покрытия ряда изделий оказывается недостаточной, например, имеются сведения об относительно низкой химической стойкости белых эмалей, которая проявляется в трудности удаления налета с белого покрытия без применения средств бытовой химии в процессе эксплуатации. В связи с этим в производстве эмалированных изделий наблюдается тенденция к применению эмалей с повышенной химической устойчивостью [1]. В частности, на рынке современных эмалированных ванн востребованы ванны, имеющие стекловидное покрытие устойчивое к воздействию современных чистящих средств.

Цель данного исследования заключалась в разработке состава белой покровной эмали с повышенной кислотостойкостью, без снижения стойкости к щелочам, для чугунных ванн.

В настоящее время для эмалирования стали и чугуна на практике чаще всего используют белые легкоплавкие эмали на основе Al–B–Si системы с добавлением оксидов титана, фосфора и щелочных металлов [2]. Такие эмали являются низко кремнеземистыми, содержание SiO₂ в них не превышает 26 мас. %, имеют повышенное содержание оксида бора (до 19 %) и содержат в составе фтор, который выступает в роли глушителя стекла и плавя, снижающего температуру плавления. Известно, что частичная замена (≤ 4 %) SiO₂ на TiO₂, также несколько повышает химическую устойчивость эмали за счет изоморфного встраивания Ti⁴⁺ в кремнекислородную решетку стекла и увеличения его структурной прочности. При этом необходимо учитывать, что защитная кремнеземистая пленка не способна удерживать TiO₂ в значительных количествах и при концентрациях, превышающих оптимальную, существенного влияния на химическую стойкость стекол не оказывает [3].

Характеристики, которым должна отвечать разрабатываемая фритта и покрытие, следующие [3, 4]:

Растекаемость 60 ± 10 мм;

Коэффициент термического расширения 110 ± 10⁻⁷ °C⁻¹;

Химическая устойчивость не ниже класса А+;

Коэффициент диффузного расширения не менее 80 %.

При разработке химически стойкой эмали учитывали следующие известные факторы:

- высокая химическая стойкость эмали обеспечивается содержанием стеклообразователя (SiO₂) не менее 30 – 45 мас. %;
- при содержании B₂O₃ в количестве до 18 % химическая устойчивость повышается, свыше 20 % обычно падает;
- щелочные оксиды, в том числе фториды, понижают химическую стойкость стекол и эмалей;
- при замене оксида натрия на оксид калия, а тем более на оксид лития химическая устойчивость стекла повышается;
- при замене оксидов щелочных металлов на оксиды щелочноземельных металлов химическая устойчивость возрастает, оксид кальция повышает устойчивость эмали к щелочным растворам.

При разработке химически стойких эмалей руководствовались вышеизложенными требованиями, с учетом того, что должны быть сведены к минимуму дорогостоящие и токсичные компоненты. Уменьшение содержания оксидов бора и щелочных металлов при увеличении содержания оксидов кремния, алюминия и титана теоретически должно упрочнить кремнекислородный каркас стекла и тем самым повысить химическую стойкость эмали. При этом необходимо учитывать, что такая замена может негативно отразиться на технологических и эксплуатационных свойствах покрытия, таких как растекаемость, ТКЛР, белизна покрытия.

Для варки выбрано восемь составов, отличающихся по соотношениям оксидов и исходным материалам (таблица 1). Составы приготовлены из шихт с содержанием фтора 2–4 % сверх 100 %.

Таблица 1

Химический состав проектируемых эмалей

| № | Содержание оксидов, мас. % | | | | | | | | | |
|---|----------------------------|--------------------------------|-------------------------------|------------------|-------------------|-------------------|------------------|-----|-------------------------------|-----|
| | SiO ₂ | Al ₂ O ₃ | B ₂ O ₃ | K ₂ O | Na ₂ O | Li ₂ O | TiO ₂ | MgO | P ₂ O ₅ | +F |
| 1 | 40,5 | 5,0 | 17,5 | - | 14,0 | 2,0 | 16,5 | 1,5 | 3,0 | 2,5 |
| 2 | 40,5 | 5,0 | 17,5 | 3,4 | 8,4 | 4,2 | 16,5 | 1,5 | 3,0 | 2,5 |
| 3 | 40,0 | 6,0 | 17,3 | - | 15,8 | - | 16,3 | 1,5 | 3,0 | 2,5 |
| 4 | 40,5 | 5,0 | 17,5 | - | 16,0 | - | 16,5 | 1,5 | 3,0 | 2,5 |
| 5 | 40,5 | 4,0 | 17,5 | - | 17,0 | - | 16,5 | 1,5 | 3,0 | 2,5 |
| 6 | 40,5 | 3,0 | 17,5 | - | 18,0 | - | 16,5 | 1,5 | 3,0 | 2,5 |
| 7 | 40,5 | 2,0 | 17,5 | - | 19,0 | - | 16,5 | 1,5 | 3,0 | 2,5 |
| 8 | 40,5 | 1,0 | 17,5 | - | 20,0 | - | 16,5 | 1,5 | 3,0 | 2,5 |

Экспериментально установлено (таблица 2), что максимальный класс стойкости имеет состав 9, который удовлетворяет требованиям всех ГОСТов, включая ISO 28706-1:2008. Коэффициент термического расширения также максимально близок к требуемому значению и составляет $101,83 \cdot 10^{-7} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$. Эмалевое покрытие, полученное на образце чугунной пластинки, не имеет видимых дефектов, но имеет кремовый оттенок.

Таблица 2

Результаты измерений основных свойств эмалей

| Состав | Коэффициент термического расширения (КТР) $\alpha \cdot 10^{-7}, 20 - 400 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$ | Растекаемость, мм | Химическая стойкость | | Цвет покрытия |
|--------|---|-------------------|----------------------|---------------|---------------------------|
| | | | ISO 28706-1:2008 | ГОСТ 52569-06 | |
| 1 | 96,00 | 48,20 | не соответствует | 1,65 | Бело-серый |
| 2 | 96,95 | 43,40 | не соответствует | 2,10 | Белый с серым оттенком |
| 3 | 98,28 | 37,30 | не соответствует | 2,88 | Белый с кремовым оттенком |
| 4 | 91,69 | 39,50 | не соответствует | 3,24 | Белый с кремовым оттенком |
| 5 | 93,42 | 44,40 | не соответствует | 1,80 | Белый с кремовым оттенком |
| 6 | 93,42 | 39,10 | A+ | 0,45 | Белый с серым оттенком |
| 7 | 88,08 | 29,20 | A+ | 0,35 | Белый с серым оттенком |
| 8 | 88,89 | 31,80 | A | 0,59 | Белый с кремовым оттенком |
| 9 | 101,83 | 39,1 | AA | 1,28 | Белый с кремовым оттенком |
| 10 | 99,31 | 31,0 | A | 0,82 | Белый с бежевым оттенком |

Известно, что на белизну титановой эмали оказывает влияние комплекс факторов, включая компонентный состав шихты, химический состав фритты, условия варки стекла и режима обжига, а также влияние координационного числа, которое будет иметь ион титана в структуре эмали [2, 5].

Для повышения белизны сварена фритта, в которой исходный оксид титана заменен на анатаз и исключен оксид кобальта. В ходе эксперимента удалось повысить белизну (рисунок), однако измерения коэффициента диффузного отражения (блескометр БФ – 60/60 фотоэлектрического типа) показали значение 78%, которое не соответствует заявленным требованиям.

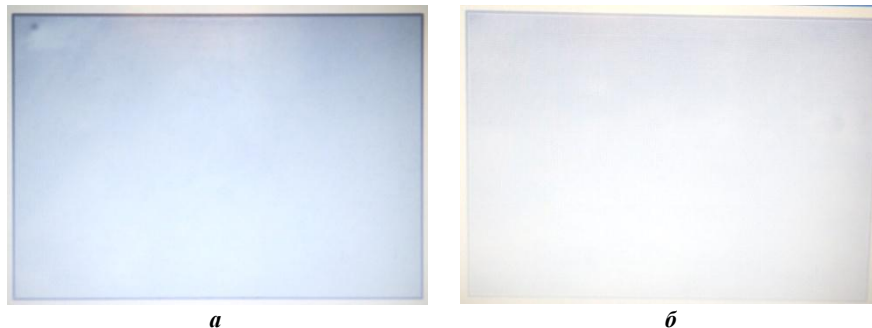


Рисунок. Оптические снимки покровной эмали состава 9
а – с использованием рутила; б – с использованием анатаза

Таким образом, установлена принципиальная возможность получения покровной эмали повышенной химической стойкости, но требуется проведение дополнительных исследований, направленных на повышение белизны эмалевых покрытий. С этой целью планируется установить влияние на белизну гранулометрического состава порошка эмали и определить оптимальный температурный режим обжига.

Литература

1. Варгин В.В. Эмалирование металлических изделий. – Л.: Машиностроение, 1972. – 496 с.
2. Минкевич Т.С., Тавгень В.В., Родцевич С.П. Щелочные титаносиликатные стекла для белых стеклоэмалей с повышенной коррозионной стойкостью // Стекло и керамика. – 2005. – № 7. – С.31 – 33.
3. Петцольд А., Пешманн Г. Эмаль и эмалирование. Справ. изд. – М.: Металлургия, 1990. – 576 с.
4. Рябов А.В., Яценко Е.А., Керимова В.В., Климов Л.В. Стеклоэмалевое однослойное покрытие для антикоррозионной защиты стальных изделий // Физика и химия стекла. – 2019. – № 1. – С. 97 – 100.
5. Родцевич С.П., Тавгень В.В., Минкевич Т.С. Влияние оксидов щелочных металлов на свойства титаносодержащих стекол // Стекло и керамика. – 2007. – № 7. – С. 25 – 27.
6. Яценко Е.А. Особенности ресурсосберегающей технологии функциональных однослойных композиционных эмалевых покрытий для стали // Физика и химия стекла. – 2011. – Т. 37. – № 1. – С. 54 – 69.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ОТРАБОТАННОГО ГРАНАТОВОГО ПЕСКА ПОСЛЕ ГИДРОАБРАЗИВНОЙ РЕЗКИ В ДОРОЖНОЙ ОДЕЖДЕ ИЗ ФТОРАНГИДРИТА

К.Т. Врона¹, А.В. Матвиенко²

Научный руководитель - В.В. Матвиенко¹

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

² *Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия*

В настоящее время при производстве минеральных и органических веществ на промышленных предприятиях России и мира всё больше внимания обращается на проблему образования и накопления крупнотоннажных отходов, содержащих гипс. Одним из видов гипсосодержащих отходов является фторангидрит – побочный продукт производства плавиковой кислоты. Ежегодно в Томской области образуется 13,5 тыс. т фторангидрита, в России – около 350 тыс. т, а в Казахстане – 100 тыс. т [2] Эти отходы обычно вывозят на полигоны, либо сбрасываются в реки, тем самым загрязняя гидросферу и литосферу. Исследователями были открыты различные направления использования фторангидрита в качестве сырья при производстве бетонов, шпатлевок, красок, сухих строительных смесей, строительных растворов и т.д. [1].

Одно из направлений использования фторангидрита – в качестве слоя дорожной одежды автомобильных дорог, однако, ввиду низкой водостойкости фторангидрита (около 50%), необходимо добавлять добавки, повышающие водостойкость. В качестве такой добавки было предложено использовать отработанный гранатовый песок, являющийся отходом, образующимся при гидроабразивной резке. Гидрорезка представляет собой процесс воздействия на материал высокоскоростной струи воды, смешанной с абразивом. В результате, после использования, образуемую пульпу гранатового песка не регенерируют по причине сложности дифференциации крупнодисперсных частиц гранатового песка от мелкодисперсных частиц гранатового песка и частиц разрезаемых деталей, и вывозят отработанный гранатовый песок на полигоны. Авторами [4, 5] обнаружено, что целесообразно использовать отработанные гранатовые пески после пескоструйной обработки в качестве замены речного песка в геополимерном самоуплотняющемся бетоне. Исследования показали удовлетворительную производительность с высокой прочностью на сжатие. Количество гранатового песка – 25 % (мас.) показало оптимальную производительность как по способности самоуплотнения, так и по механическим свойствам.

Целью работы являлось определение возможности использования отработанного гранатового песка в качестве добавки для повышения водостойкости слоев дорожной одежды из фторангидрита. Задачи исследования – разработка составов водоангидритовых суспензий, определение прочности и водостойкости этих составов.

Приборы и методы исследования: исследование гранулометрического состава отработанного гранатового песка проводилось согласно ГОСТ 27562-87 методом ситового анализа – автоматически ситовым вибрационным анализатором АСВ-200, а также вручную с промывкой водой. Использовали сита с размером ячейки: 100, 75, 44 мкм. Гранулометрический анализ фторангидрита проводился по микрофотографиям со сканирующего электронного микроскопа «Hitachi TM-3000», химический анализ гранатового песка проводился на энергодисперсионном рентгеновском спектрометре «JEOL JED-2300». Определение прочности на сжатие разрабатываемых составов проводили по ГОСТ 23789-2018 на лабораторном гидравлическом прессе. Водостойкость определяли по экспериментальной методике, основанной на ГОСТ 30629-99 «Материалы и изделия облицовочные из горных пород. Методы испытаний» и ГОСТ 23789-2018.

Слои дорожной одежды из фторангидрита должны иметь значения предела прочности при сжатии в водонасыщенном состоянии согласно приведенным в таблице 1 [3].

В качестве вяжущего был взят нейтрализованный фторангидрит – сульфаткальциевый отход фтороводородного производства ОАО «СХК», г. Северск. Средняя дисперсность нейтрализованного и измельченного ангидрита составляла 10 мкм. В качестве отработанного гранатового песка был взят гранатовый песок, использовавшийся в гидрорезке деревянных, металлических и керамических изделий фирмой «Гидрорез», г. Томск. Гранулометрический состав гранатового песка представлен в таблице 2.

Таблица 1

Значения предела прочности при сжатии в водонасыщенном состоянии

| Марка по прочности по ПНСТ 265 | Предел прочности при сжатии (МПа) в возрасте, сут. | |
|--------------------------------|--|---------------|
| | 7 | 28 |
| 40 | от 2,0 до 3,0 | от 4,0 до 6,0 |
| 60 | от 3,0 до 4,0 | от 6,0 до 7,5 |
| 75 | от 4,0 до 5,0 | от 7,5 до 10 |

Таблица 2

Результаты ситового анализа отходов гранатового песка

| Класс, мкм | +100 | -100+75 | -75+44 | -44 |
|------------------------|------|---------|--------|------|
| Массовое содержание, % | 50,4 | 11,9 | 14,5 | 23,2 |

Химический состав показан в таблице 3, как видно из таблицы, гранатовый песок представлен

преимущественно минералом альмандином – $\text{Fe}_3\text{Al}_2(\text{SiO}_4)_3$, а также пиропом – $\text{Mg}_3\text{Al}_2(\text{SiO}_4)_3$, спессартином – $\text{Mn}_3\text{Al}_2(\text{SiO}_4)_3$ и уваровитом – $\text{Ca}_3\text{Cr}_2(\text{SiO}_4)_3$.

Таблица 3

Химический анализ отработанного гранатового песка

| Элемент | O | Mg | Al | Si | Ca | Ti | Cr | Mn | Fe | Всего |
|------------|-------|-------------------------|----------------|-------|----------------|-------------------------|----------------|-------|-------|--------|
| % (мас.) | 38,27 | 4,32 | 10,16 | 13,78 | 2,11 | 1,43 | 0,51 | 0,77 | 28,65 | 100,00 |
| Соединение | MgO | Al_2O_3 | SiO_2 | CaO | TiO_2 | Cr_2O_3 | MnO_2 | FeO | | |
| % (мас.) | 7,16 | 19,20 | 29,48 | 2,95 | 2,39 | 0,75 | 1,22 | 36,85 | | 100,00 |

Были приготовлены кубики размером (4×4×4) см следующего состава: ангидрит (CaSO_4) – 100% (мас.), сверх 100 % ангидрита: ускоритель схватывания (K_2SO_4) – 1,5% (мас.), отход гранатового песка – от 0 (индикаторные образцы) до 50% (мас.), вода – 35% (мас.). Через 28 суток выдержки на воздухе эти кубики были подвергнуты испытаниям на прочность сжатия и на водостойкость.

На рисунке представлены результаты испытаний лабораторных образцов, как видно, наибольшая прочность на сжатие у составов при содержании гранатового песка 5% (мас.) сверх 100 % (мас.) фторангидрита. При увеличении содержания в составах гранатового песка прочность сжатия уменьшается. При определении водостойкости было установлено, что при содержании гранатового песка 10 % (мас.) сверх 100 % (мас.) фторангидрита достигается наибольшая водостойкость – 78 %, что превышает в два раза водостойкость составов без добавления гранатового песка.

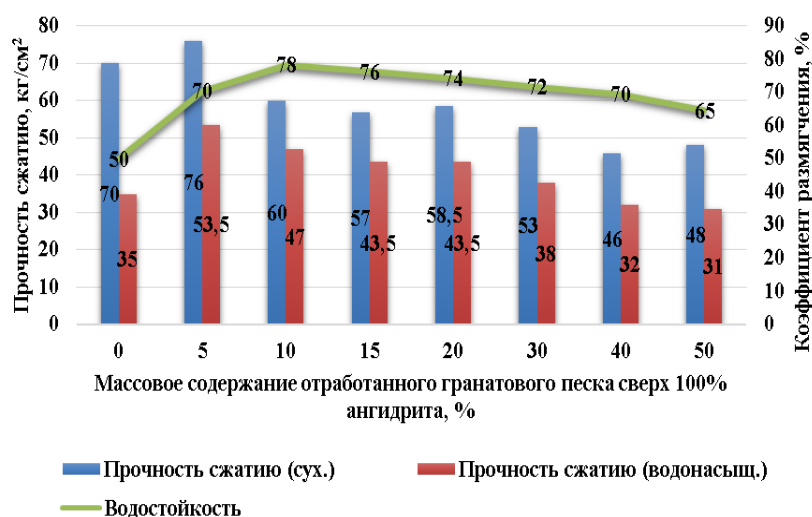


Рис. Зависимость прочности сжатия и водостойкости от массового содержания гранатового песка в водоангидритовых суспензиях

Было установлено, что разработанные составы в водонасыщенном состоянии соответствуют по прочности марке – 40 и 60 согласно ПНСТ 265, а учитывая, что наибольшая водостойкость достигается при содержании 10 % (мас.) отработанного гранатового песка сверх 100 % (мас.), рекомендуется добавлять отходы гранатового песка от 5 до 10 % (мас.). Таким образом, утилизация отходов, содержащих фторангидрит и гранатовый песок, в качестве дорожной одежды позволит снизить экологическую нагрузку на окружающую среду.

Литература

1. Русина О. Н. Методика применения моделей и алгоритмов для повышения эффективности управления технологическим процессом утилизации сульфаткальциевых отходов: Дис. ... канд. техн. наук: 05.13.06 – Томск, 2017. – 207 с.
2. Федорчук Ю.М. Техногенный ангидрит, его свойства, применение. – Томск: Изд-во ТГУ, 2003. – 110 с.
3. Фосфогипс дорожный для строительства дорожной одежды: ТУ (Изм. №1: СТО 24406528-01-2018 / Балаковский филиал АО «Апатит». – Балаково, 2018 г.
4. Muttashar H.L., Ariffin M.A.M., Hussein M.N., Hussin M.W., Ishaq S.B. Self-compacting geopolymer concrete with spend garnet as sand replacement // Journal of Building Engineering. – 2018. – Vol. 15. – P.85 – 94.
5. Muttashar H. L. et al. Microstructures and physical properties of waste garnets as a promising construction materials //Case studies in construction materials. – 2018. – Т. 8. – С.87 – 96.

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ БУРОВОГО ШЛАМА В КАЧЕСТВЕ ЗАПОЛНИТЕЛЯ
ЦЕМЕНТНОЙ СИСТЕМЫ**

В.Р. Галеев

Научный руководитель – профессор О.В. Казьмина

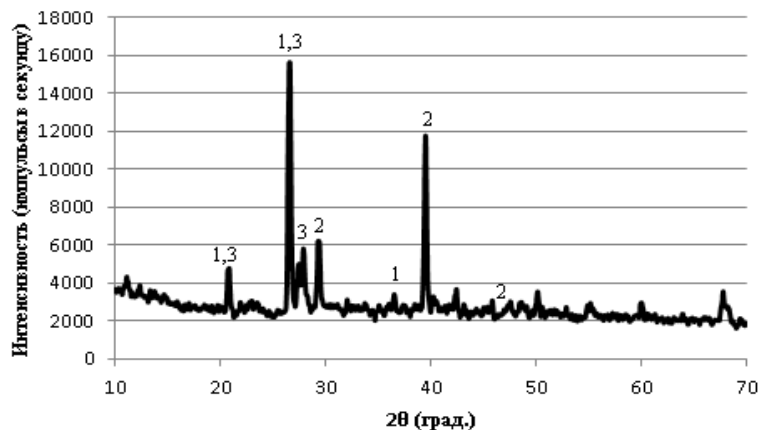
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Увеличение мирового спроса на природные ресурсы компенсируется за счет бурения большего количества нефтяных скважин, что в свою очередь приводит к неизбежному увеличению отходов бурения. Одной из экологических проблем повышенной скорости добычи нефти является образование большого количества буровых шламов, негативно влияющих на гидросферу, литосферу и здоровье человека. Буровой шлам является экологически опасным побочным продуктом процесса бурения. Статистика показывает, что только незначительная часть этих отходов утилизируется. Одним из лучших альтернативных методов утилизации буровых шламов является их повторное использование [4].

Цель работы – установить принципиальную возможность использования бурового шлама в качестве заполнителя для цементных систем.

В данной работе исследуется возможность использования бурового шлама в качестве заполнителя для цементной системы. Новизна исследования состоит как в расширении сырьевой базы для цементных систем, так и в решении экологической задачи. Для достижения цели, поставлены задачи: 1) получение образцов с различным содержанием бурового шлама; 2) определение прочности на сжатие полученных образцов; 3) сравнительный анализ полученных прочностных характеристик.

Объект исследования выбран буровой шлам, образующийся на месторождении ОАО «Сургутнефтегаз», высушенный при комнатной температуре, а также измельченный до порошкообразного состояния в шаровой мельнице. По фазовому составу буровой шлам представлен такими соединениями как диоксид кремния, карбонат кальция, фосфат алюминия (рис. 1).



**Рис. 1 Рентгенограмма порошка бурового шлама «Сургутнефтегаз»
(1 – SiO_2 , 2 – CaCO_3 , 3 – AlPO_4)**

В таблице 1 приведен химический состав, согласно которому установлено, что основное содержание шлама представлено такими оксидами как диоксид кремния, оксид алюминия, оксид кальция.

Таблица 1

Оксидный состав порошка бурового шлама «Сургутнефтегаз»

| № обр. | Химический состав, мас. % | | | | | | | | |
|--------|---------------------------|-------------------------|--------------|--------------|-----------------------|----------------------|-------------------------|---------------|------|
| | SiO_2 | Al_2O_3 | CaO | MgO | Na_2O | K_2O | Fe_2O_3 | SO_3 | Cl |
| 1 | 41,33 | 14,24 | 28,14 | 2,09 | 1,97 | 3,98 | 3,19 | 2,59 | 2,47 |
| 2 | 41,63 | 14,39 | 27,03 | 2,30 | 2,16 | 4,36 | 3,20 | 2,53 | 2,42 |
| 3 | 40,96 | 14,86 | 27,27 | 1,85 | 2,29 | 4,26 | 3,57 | 2,39 | 2,54 |
| Сред. | 41,30 | 14,5 | 27,48 | 2,08 | 2,14 | 4,2 | 3,32 | 2,50 | 2,48 |

На рис. 2 представлены микроснимки бурового шлама, по данным которых установлено, что шлам представлен частицами размером от 0,5 до 50 мкм.

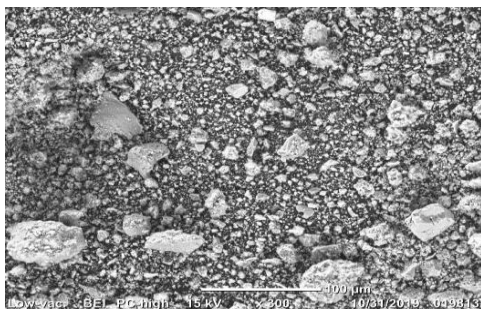


Рис. 2 Электронная микроскопия частиц порошка бурового шлама «Сургутнефтегаз»

Бетонный раствор готовили исходя из следующего процентного содержания компонентов: цемент класса I 22,5 Б в количестве 100, 95, 90, 85, 80 и 75 %; буровой шлам – 0, 5, 10, 15, 20 и 25 %. Цемент, как вяжущий материал, способствует загустеванию и отверждению композиции на основе шлама и вызывает эффект капсулирования токсичных реагентов, что подтверждено в работах [1-3]. Цемент и буровой шлам тщательно перемешивали до получения однородной смеси. Также были приготовлены контрольные образцы без добавления бурового шлама. Далее в смесь добавляли воду до образования удобоукладываемой массы, которую переносили в формы. Для определения прочностных характеристик изготовлена серия образцов размером 10 × 10 × 10 мм. Через сутки образцы извлекали и размещали в ванне с гидравлическим затвором для протекания процессов твердения в течение семи суток. Указанные значения прочности представляют среднюю

прочность трех образцов. Результаты, приведенные в таблице 2, показали, что прочность изделий, содержащих 5 и 10 % бурового шлама, снижается незначительно на 4 и 8 %, соответственно. Дальнейшее увеличение содержания бурового шлама до 15, 20 и 25 % приводит к более ощутимым потерям прочности на 30, 33 и 35 %, соответственно (рис. 3).

Таблица 2

Состав исходной смеси и основные характеристики образцов

| № | Состав исходной смеси, мас. % | | Прочность на сжатие, МПа |
|---|-------------------------------|--------------|--------------------------|
| | Цемент | Буровой шлам | |
| 0 | 100 | 0 | 20 |
| 1 | 95 | 5 | 19 |
| 2 | 90 | 10 | 18 |
| 3 | 85 | 15 | 14 |
| 4 | 80 | 20 | 13 |
| 5 | 75 | 25 | 13 |

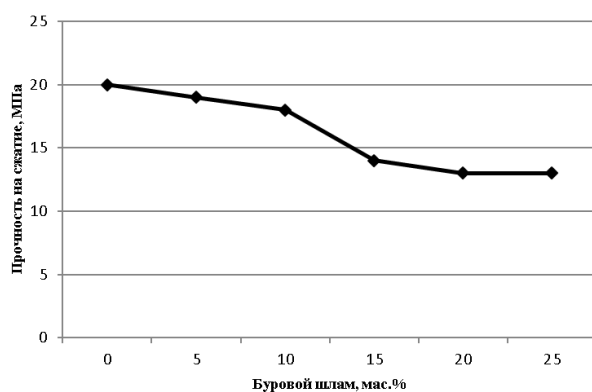


Рис. 3 График зависимости прочности образцов от содержания в них бурового шлама

В результате проведенных экспериментов была оценена возможность использования бурового шлама в качестве заполнителя в цементной системе. Исследования показали, что прочность изделий с количеством бурового шлама 5 и 10 % снижается незначительно и находится на уровне прочности цементных образцов. Однако, замена большого количества цемента буровым шламом вызывает резкое падение прочности на сжатие и не рекомендуется к использованию на практике. Замена 10 % цемента буровым шламом рассматривается в качестве оптимального варианта.

Литература

1. Воробьева С.Ю., Мерициди И.А., Шпинькова М.С. Подбор рецептуры обезвреживания шламов методом реагентного капсулирования // Труды Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина. – 2013. – № 1 (270). – С. 45 – 57.
2. Миронов Н.А., Агеев С.В. Использование отходов бурения для строительства автомобильных дорог на территории оренбургской области // Актуальные вопросы современной науки. – 2014. – № 34. – С. 177 – 188.
3. Третьякова М.О., Лазарева Л.П. Выбор композиционных материалов для переработки бурового шлама в техногенный грунт: разработка методики для Сахалинской области // 21 век: фундаментальная наука и технологии: сборник материалов IX Международной научно-практической конференции. – 2016. – С. 118 – 123.
4. Mostavi E., Asadi S., Ugochukwu E. Feasibility Study of the Potential Use of Drill Cuttings in Concrete // Procedia Engineering. Chicago, 2015. – V. 118. – С. 1015 – 1023.

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕРМОГИДРОЛИЗА ПРИ ПЕРЕРАБОТКЕ ВАНАДИЙСОДЕРЖАЩИХ СОЛЯНОКИСЛЫХ РАСТВОРОВ ЖЕЛЕЗА С ИЗВЛЕЧЕНИЕМ ЖЕЛЕЗА И ВАНАДИЯ

К.В. Гончаров, А.А. Кирюшкин

Научный руководитель – д.т.н. Г.Б. Садыхов

Институт металлургии и материаловедения им. А.А. Байкова РАН, г. Москва, Россия

Утилизация отработанных железосодержащих солянокислых растворов с регенерацией соляной кислоты достаточно широко изучена [2, 3, 5]. Например, Бенилайт-процесс получения искусственного рутила из ильменитовых концентратов, включающий в себя высокотемпературный гидролиз растворов FeCl_2 при 600-900 °С с улавливанием полученного HCl в абсорбционной колонне с получением 18-20%-ной соляной кислоты. Твердый продукт термогидролиза (Fe_2O_3) используют как сырье для черной металлургии. Также такие растворы могут быть источником для получения чистых железных порошков [1] и железоокисных пигментов.

При солянокислотном разложении ванадийсодержащих титановых (титанованадиевых) шлаков (5-10 % FeO , 30-60 % TiO_2 , 1-5 % V_2O_5) от плавки титаномагнетитов [6-8] практически весь ванадий переходит в раствор. В связи с этим, при утилизации этих растворов вопрос извлечения ванадия становится весьма актуальным.

Целью работы являлось исследование поведения ванадия и железа при термогидролизе солянокислых растворов с получением твердого продукта и регенерацией соляной кислоты. Важным аспектом работы является анализ получаемого твердого продукта, такие как рентгенофазовый, химический, гранулометрический анализы, что позволит определить направления его дальнейшей переработки с извлечением ванадия и железа.

Для исследования использовались модельные растворы с концентрацией 45-270 г/л FeCl_2 и 2-12 г/л V_2O_5 . Для обеспечения максимальной производительности лабораторной термогидролизной установки (рис. 1) были проведены исследования зависимости расхода FeCl_2 от концентрации исходного раствора при термогидролизе в течение 60 мин. Диспергатор распыляет раствор с размером капель 5-10 мкм, что позволяет получить при термогидролизе твердые частицы размером не более 1-3 мкм.

В результате исследований, графически представленных на рис. 2, показано, что с ростом концентрации в пределах 45-180 г/л расход пропорционально увеличивается. С дальнейшим увеличением концентрации до 270 г/л рост расхода снижается, что говорит о затруднении процесса диспергирования из-за увеличения плотности и вязкости раствора [10].

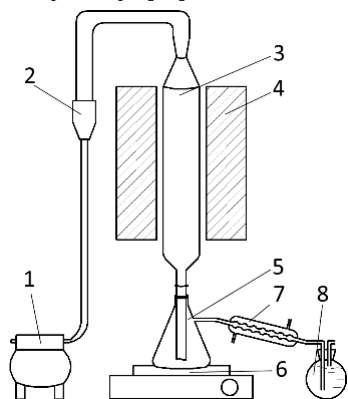


Рис. 1 Схема лабораторной установки для термогидролиза

1 – компрессор, 2 – диспергатор раствора, 3 – кварцевый реактор, 4 – трубчатая печь, 5 – отделитель твердых частиц, 6 – песчаная баня, 7 – холодильник-конденсатор, 8 – абсорбер HCl

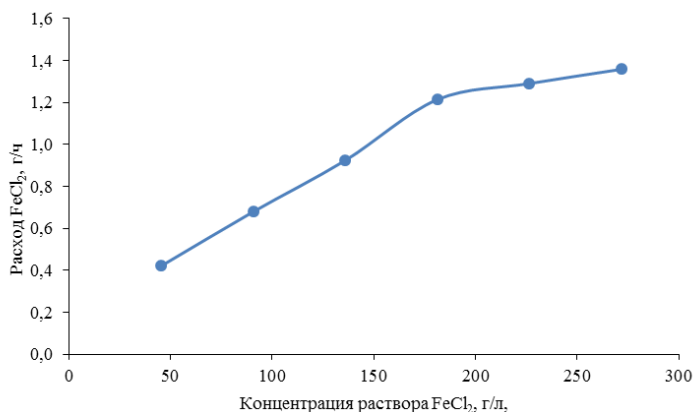


Рис. 2 Зависимость расхода FeCl_2 от концентрации исходного раствора при термогидролизе

Изучение влияния продолжительности термогидролиза на расход FeCl_2 (рис. 3) показало, что при концентрациях исходного раствора 180-225 г/л FeCl_2 наблюдается снижение расхода с 1,21-1,29 до 1,16-1,20 г/ч, соответственно. При термогидролизе раствора 270 г/л FeCl_2 со временем расход FeCl_2 значительно падает с 1,36 до 1,00 г/ч, что связано с насыщением раствора в процессе диспергирования и, следовательно, ростом плотности и вязкости. Таким образом, оптимальной концентрацией для термогидролиза с применением диспергирования является 225-240 г/л FeCl_2 .

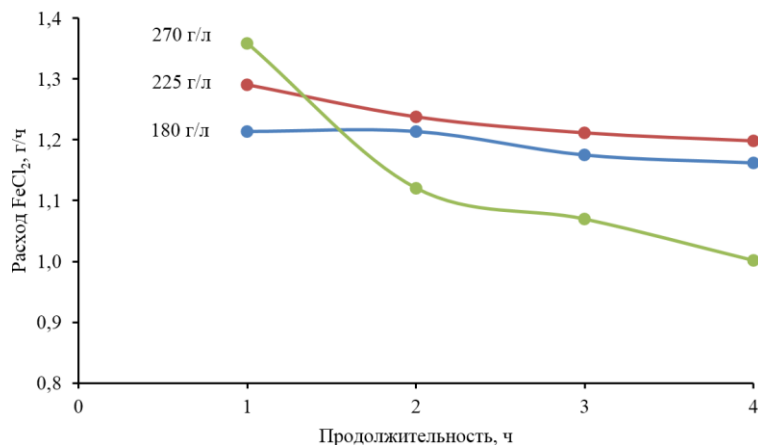
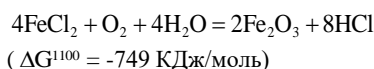
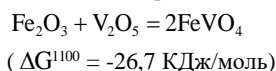


Рис. 3 Зависимость расхода $FeCl_2$ от продолжительности термогидролиза

В процессе термогидролиза растворов $FeCl_2$ происходит окисление Fe^{2+} до Fe^{3+} с образованием гематита и соляной кислоты:



Согласно [4] в растворе ванадий находится в виде V^{3+} и VO^{2+} , который при термогидролизе может окисляться до V^{5+} с образованием $FeVO_4$ по реакции [9]:



В результате термогидролиза при 800 °С раствора (225 г/л $FeCl_2$ и 10 г/л V_2O_5) в течение 4 часов был получен твердый продукт, рентгенофазовый анализ которого показал, что он состоит из фазы гематита и некоторого количества ортованадата железа $FeVO_4$, т.е. ванадий весь или частично находится в виде V^{5+} . При термогидролизе при 1050 °С на дифрактограмме присутствуют только линии гематита, и других фаз не обнаруживается. Из этого следует, что в данном случае при термогидролизе ванадий практически не окисляется. В остатке он находится в основном в виде V_2O_3 и сосредоточен в гематите, т.к., как известно, оксиды железа и ванадия образуют непрерывный ряд твердых растворов состава $(Fe_{1-x}V_x)_2O_3$ [4].

Литература

1. Гидрометаллургия железных порошков / В. Я. Буланов [и др.]. – М.: Наука, – 1984. – 220 с.
2. Титан / В. А. Гармата [и др.] – М.: Metallurgy, 1983. – 559 с.
3. А1 1351176 SU. С23F 1/46, С23G 1/36. Способ регенерации отработанной соляной кислоты / Гостев Г.Г., Дуксин А.И., Козий Ф.И., Рукин В.В. №3932825/02; Заявл. 18.07.1985
4. Комплексная переработка ванадиевого сырья: химия и технология. / В. Г. Мизин [и др.]. – Екатеринбург: УрО РАН, 2005. – 416 с.
5. С1 2061102 RU. С23G 1/36, С25F 7/02. Способ регенерации соляной кислоты из отработанных травильных растворов / Поворов А. А., Павлова В. Ф., Ерохина Л. В. №94014571/02; Заявл. 19.04.1994
6. Садыхов Г. Б. Поведение оксидных фаз при автоклавном кислотном разложении титанатных продуктов / Г. Б. Садыхов, В. А. Резниченко, И. А. Карязин, Л. О. Наумова // Металлы. – 1998. – №4. – С. 17-21.
7. Садыхов, Г. Б. Особенности фазового состава ванадийсодержащих титановых шлаков от восстановительной плавки титаномagnetитового концентрата Куранахского месторождения / Г. Б. Садыхов, К. В. Гончаров, Т. В. Олюнина, Т. В. Гончаренко // Металлы. – 2010. – №4. – С. 3-10.
8. Sadykhov G.B. Titanium-vanadium slags produced upon the direct reduction of iron from titanomagnetite concentrates Sadykhov G.B., Karyazin I.A. // Russian Metallurgy (Metally). – 2007. – Т. 2007. – № 6. – С.447 – 454.
9. Фотиев, А. А. Ванадаты: Состав, синтез, структура, свойства / А. А. Фотиев, Б. В. Слободин, М. Я. Ходос. – М.: Наука, 1988. – 267 с.
10. Якименко, Л.М. Производство хлора, каустической соды и неорганических хлорпродуктов / Л. М. Якименко. – М.: Химия, 1974. – 600 с.

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ОТХОДОВ ХИМИЧЕСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
В ПРОИЗВОДСТВЕ ЦЕМЕНТА**

Ф.Ф. Жумаева

Научный руководитель – доцент Г.А. Тохтахунова
Ташкентский химико-технологический институт, г. Ташкент, Узбекистан

В настоящее время вопрос использования отходов промышленности взамен дорогостоящего природного сырья, создание замкнутых циклов безотходных технологий, решение проблем защиты окружающей среды является особенно актуальным. Среди твердых отходов, образующихся при производстве минеральных удобрений, наибольший удельный вес по объёму накопления в отвалах занимает фосфогипс (ФГ) – побочный продукт при получении экстракционной фосфорной кислоты (ЭФК). Фосфогипс является многотоннажным отходом химической промышленности. Отвалы фосфогипса занимают огромные полезные площади и с каждым годом эти отвалы увеличиваются, а содержание их требует значительных капиталовложений.

В литературе известны научно-исследовательские работы, доказывающие возможность и целесообразность использования фосфогипса в народном хозяйстве вместо традиционных видов сырья или переработки его в другие виды продуктов [1-2].

В данном вопросе особый интерес представляет комплексная переработка фосфогипса с получением диоксида серы, из которого в дальнейшем можно получать серную кислоту и белитовый клинкер. Для дальнейшего изучения этого вопроса необходимо было решить следующие задачи:

1. Изучить процесс восстановления CaSO_4 в шихтах, рассчитанных на получение сульфата кальция;
2. Определить активность получаемого клинкера;
3. Определить температурный интервал, при котором соединения фосфора оказывают наиболее интенсивное влияние на процесс восстановления сульфата кальция.

Для решения поставленной задачи были проведены эксперименты на модельных смесях, состоящих из химически чистых реактивов – сульфата кальция, кремнезема и углерода. Состав смесей и соотношение $\text{CaSO}_4 : \text{SiO}_2$ изменялись от 2:1 до 2,4:1. Норма углерода для всех составов смесей подбирались экспериментально. Смесей обжигались при температуре 1473 и 1523 К, время обжига составило 30 минут. Результаты анализов на содержание SO_3 представлены в таблице 1.

Установлено, что в смесях, где соотношение компонентов $\text{CaSO}_4 : \text{SiO}_2 = 2:1$, с увеличением содержания угля от 100 до 200 % степень разложения сульфата кальция при температуре 1523 К растет от 71,48 до 92,0 %. При этом количество не разложившегося сульфата кальция уменьшается от 20 до 6,5 %. Количество образовавшегося белита (определяется путем расчетов с учетом не связанного оксида кальция) растет с 62 до 83 %. При увеличении основности шихты до соотношения компонентов 2,1:1 с увеличением количества углерода до 200 %, степень разложения сульфата кальция также растет от 70,3 до 94,94 %, доля неразложившегося сульфата кальция падает от 21 до 4,2 %, а количество $2\text{CaO} \cdot \text{SiO}_2$ растет от 63,33 до 83,13 %. Причем, абсолютное значение степени разложения сульфата кальция для смеси № 2 выше, чем для смеси № 1 (94,94 % против 92,05 %). Сумма минералов получаемого клинкера составляет 92,52 %.

Таблица 1

Содержание SO_3 в белитовых клинкерах разной основности

| Номер смеси | Норма углерода, % | Количество SO_3 после обжига | | Степень разложения | |
|--|-------------------|---------------------------------------|-------|--------------------|-------|
| | | Температура, К | | Температура, К | |
| | | 1473 | 1523 | 1473 | 1523 |
| Соотношение компонентов $\text{CaSO}_4 : \text{SiO}_2 - 2:1$ | | | | | |
| 0 | - | 22,72 | 13,75 | 42,60 | 71,48 |
| а | 130 | 15,23 | 5,53 | 61,50 | 85,95 |
| б | 150 | 15,08 | 6,77 | 61,90 | 88,52 |
| в | 200 | 9,10 | 3,83 | 76,79 | 92,05 |
| г | 230 | 5,83 | 3,81 | 85,27 | 92,00 |
| д | 250 | 7,20 | 7,46 | 81,80 | 84,52 |
| Соотношение компонентов $\text{CaSO}_4 : \text{SiO}_2 - 2,1:1$ | | | | | |
| 0 | - | 19,38 | 14,43 | 51,30 | 70,10 |
| а | 130 | 15,39 | 7,32 | 61,03 | 84,94 |
| б | 150 | 13,13 | 6,15 | 67,00 | 87,34 |
| в | 200 | 10,04 | 2,46 | 74,70 | 94,94 |
| г | 230 | - | 9,35 | - | 80,76 |
| д | 250 | - | 9,06 | - | 81,35 |
| Соотношение компонентов $\text{CaSO}_4 : \text{SiO}_2 - 2,2:1$ | | | | | |
| 0 | - | 15,31 | 24,00 | 61,82 | 50,80 |
| а | 130 | 14,35 | 19,76 | 86,10 | 59,50 |
| б | 150 | 5,54 | 4,97 | 87,50 | 76,20 |

| Продолжение таблицы | | | | | |
|--|-----|-------|-------|-------|-------|
| в | 200 | 4,98 | 11,60 | 64,21 | 89,81 |
| г | 230 | - | 8,20 | - | 83,20 |
| д | 250 | - | 9,15 | - | 81,25 |
| Соотношение компонентов $\text{CaSO}_4 : \text{SiO}_2 = 2,3:1$ | | | | | |
| 0 | - | 27,54 | 17,39 | 31,80 | 41,60 |
| а | 130 | 18,37 | 20,57 | 54,50 | 64,80 |
| б | 150 | 12,13 | 11,49 | 69,90 | 76,74 |
| в | 200 | 8,91 | 8,63 | 77,90 | 86,68 |
| г | 230 | - | 6,58 | - | 82,53 |
| д | 250 | - | 12,96 | - | 73,76 |
| Соотношение компонентов $\text{CaSO}_4 : \text{SiO}_2 = 2,4:1$ | | | | | |
| 0 | - | 33,24 | 17,96 | 18,10 | 63,79 |
| а | 130 | 22,84 | 8,70 | 43,70 | 82,45 |
| б | 150 | 18,93 | 12,03 | 53,30 | 75,73 |
| в | 200 | 9,94 | 13,97 | 75,50 | 71,83 |
| г | 230 | - | 14,03 | - | 71,71 |
| д | 250 | - | 11,64 | - | 76,53 |

Дальнейшее повышение основности шихты до соотношения $\text{CaSO}_4 : \text{SiO}_2 = 2,4:1$ при прочих равных условиях обжига приводит к уменьшению степени разложения сульфата кальция до 89,81 % для соотношения 2,2:1 и до 82,45 % для соотношения 2,4:1. Соответственно количество неразложившегося сульфата растет, а образовавшегося двухкальциевого силиката падает.

Таким образом, увеличение основности шихты приводит к снижению степени разложения сульфата кальция. При увеличении соотношения компонентов от 2,2:1 и выше для полного разложения сульфата кальция необходимо увеличить температуру и время обжига. Оптимальной нормой углерода для данных условий является 200% от стехиометрического количества. Процесс разложения идет через образование сульфосиликата кальция. Полностью процесс разложения сульфата кальция завершается в зависимости от основности шихты при температуре 1523-1573 К.

Процесс силикатообразования также протекает при этих режимах. В результате образуется двухкальциевые силикаты α' и β -форм, которые в зависимости от основности шихты количественно изменяются относительно друг друга и техкальциевый силикат C_2S . В шихтах с соотношением $\text{CaSO}_4 : \text{SiO}_2 = 2:1$ преобладает α' -форма, а в шихтах с соотношением $\text{CaSO}_4 : \text{SiO}_2 = 2,4:1$ – β -форма C_2S . Сумма минералов, полученных в результате обжига в зависимости от коэффициента насыщения (КН) представлена в таблице 2 [4].

Таблица 2

Минералогический состав синтезированных белитовых клинкеров

| № | Соотношение $\text{CaSO}_4 : \text{SiO}_2$ | КН | Норма С, % | Содержание минералов, % | | | | |
|---|--|------|------------|-------------------------|----------------------|-----------------|----------------|----------|
| | | | | C_2S | C_3S | CaSO_4 | SiO_2 | Σ |
| 1 | 2,0:1 | 0,67 | 200 | 91,50 | - | 7,92 | 1,44 | |
| 2 | 2,1:1 | 0,70 | 200 | 78,77 | 14,99 | 4,18 | 0,92 | 98,76 |
| 3 | 2,2:1 | 0,75 | 200 | 58,38 | 28,89 | 8,45 | 1,86 | 97,58 |
| 4 | 2,3:1 | 0,78 | 200 | 42,20 | 41,08 | 11,19 | 2,47 | 96,94 |
| 5 | 2,4:1 | 0,81 | 200 | 26,08 | 51,88 | 14,79 | 3,26 | 96,01 |

Комплексное использование фосфогипса дает возможность утилизировать и сернистый газ, который образуется при обжиге и, в дальнейшем, вернуть его в виде серной кислоты для производства фосфорных удобрений [3]. Отходящие газы, анализировались на содержание $\text{SO}_2 + \text{SO}_3$, CO_2 , CO , O_2 , N_2 , H_2 . Анализ газа на содержание $\text{SO}_2 + \text{SO}_3$ проводили во всех экспериментах и, по результатам установлено, что от 50,85 до 63,58 % образующегося SO_2 можно улавливать и перерабатывать в серную кислоту [4].

Таким образом, установлено, что с повышением основности шихты для достижения полного разложения фосфогипса необходимо повышать температуру обжига от 1573 – 1623 К. При этом нормой углерода является 200 % против стехиометрического количества, состав отходящих газов соответствует теоретически рассчитанному составу. Такой газ можно улавливать и перерабатывать в серную кислоту.

Литература

1. Мищенко А.И. Использование фосфогипса в народном хозяйстве // Рукопись депонирована в КазНИИНТИ. – Алма-Ата, 1984. – № 816. – С. 84.
2. Новиков А.А., Эвенчик С.Д. Использование фосфогипса, состояние, перспективы, задачи // Труды НИИ по удобрениям и инсектофунгицидам. – М: 1983. – № 243. – С. 7 – 17.
3. Нудельман Б.И., Свенцицкий А.С., Шевякова З.П., Дрыга В.Я. К вопросу о комплексном использовании фосфогипса (фосфоритового) // Узбекский химический журнал. – Ташкент, 1986. – С. 18.
4. Тохтахунова Г.А. Диоксид серы, белитовый клинкер с КН $\approx 0,7$ и вяжущие на его основе. Дис. канд. техн. наук. – Ташкент, 1994г. – С. 22 – 30.

**ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА КАОЛИНОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
КЫЗЫЛКУМСКОГО РЕГИОНА**

Ю.К. Жуманов

Научный руководитель – профессор А.М. Эминов
*Институт общей и неорганической химии Академии наук Республики Узбекистан,
г. Ташкент, Узбекистан*

В условиях современной экономики для насыщения рынка отечественными высококачественными керамическими товарами, доступными для массового потребления необходимо освоить новые виды местных сырьевых материалов и отходов производства, а также исследовать неиспользовавшиеся ранее разведанные месторождения керамического сырья.

В исследовательской научной работе изучена пригодность селективно отобранной глины Кызылкумского региона, Алтынтауского и Заккудукского месторождений, для производства керамических изделий. Применяв комплексные методики рентгенодифракционного, термографического, ИК-спектроскопического и химического анализов определили качественный минералогический и химический состав проб опытных образцов.

Глинистая составляющая (фракции менее 1 мкм) соответствует каолиниту Алтынтау, в 10 км к юго-востоку от железной дороги станции Учкудук. Данные каолины плащеобразного морфологического типа залегают под меловыми отложениями и представляют собой кору выветривания гранитоидов мощностью 10-12 и более метров. Первичные каолины представлены гидрослюдистой и каолинитовой зонами; вторичные каолины залегают в основании мелового разреза (мощность 5-10 м) непосредственно на первичных [1].

Химический состав каолинов, в мас. %: SiO_2 – 58,55; Al_2O_3 – 20,1; Fe_2O_3 – 1,94; TiO_2 <0,30; P_2O_5 <0,5; CaO – 3,20; MgO – 1,71; Na_2O – 2,44; K_2O – 2,69; SO_3 – 1,04; п.п.п. – 7,95.

Качество обогащенного каолина удовлетворяет требованиям каолинового концентрата марки Ш-2 ГОСТ 21287-75 «Каолин обогащенный для шамотных изделий» и огнеупорного кирпича марки ША-2 ГОСТ 390-96 «Изделия огнеупорные шамотные и полукислые общего назначения и массового производства».

В Алтынтау-1, в 3 км к северо-западу от г. Учкудук, каолины (первичные), месторождение резервное, разведанное месторождение является северо-западным продолжением каолинов Алтынтау. Каолины связаны с предмеловой корой выветривания, развитой по гранитам Алтынтауского интрузива. Мощность полезной толщи 1,5–13,6 м; в среднем 12,7 м [1].

В ползаводских условиях из каолина получен концентрат с содержанием Al_2O_3 35,21 % при выходе концентрат 45,5 % с извлечением Al_2O_3 84,0 %. Полученный концентрат отвечает требованиям ГОСТ 21287-75 (марка Ш-2), ГОСТ 390-96 (марка ШФ), ГОСТ 23037-99 (марка ЗША) и ГОСТ 19607-74.

Месторождение Заккудук, расположенное в 100 км к юго-западу от районного центра Тамды. Связано с альбской корой выветривания, развитой по гранитоидным породам Заккудукского интрузива. В северной, северо-западной и западной частях массива среди альб-сеноманских отложений залегают вторичные каолины. Кора выветривания каолинов состоит из зон: дезинтеграции, гидрослюдистой (5-10 м), гидрослюдисто-каолинитовой (2-7 м) и каолинитовой (7-10 м). Кора прослеживается на расстояние более 5 км при ширине от 50-100 до 600 м, которая сложена из мягкой рыхлой породы белого цвета. При этом вторичные каолины обнажаются на площади 50 км² и залегают в виде пласта мощностью 4 м [1].

Химический состав первичных каолинов Заккудукского месторождения, в мас. %: SiO_2 – 64,14-66,47; TiO_2 – 0,26-1,02; Al_2O_3 – 21,04-25,0; Fe_2O_3 – 0,27-1,1; FeO – до 0,08; MgO – 0,0-0,42; CaO – 0,04-0,7; Na_2O – 0,0-0,5; K_2O – 0,0-0,5; SO_3 – 0,0-0,23; п.п.п. – 8,06-9,65. Вторичные каолины: SiO_2 – 45,72; TiO_2 – 0,88; Al_2O_3 – 37,78; Fe_2O_3 – 0,50; Na_2O – 0,04; K_2O – 0,03; SO_3 – 0,18; п.п.п. – 14,3. Глинистая фракция (< 0,01 мм) из пород каолинитовой зоны в среднем содержит: Al_2O_3 – 36,73; Fe_2O_3 – 0,8; – 1,2; CaO – 1,04; SO_3 – 0,15; из переотложенных каолиновых глин: Al_2O_3 – 36,29; Fe_2O_3 – 0,76; TiO_2 – 0,9; CaO – 1,49; SO_3 – 0,06. При обогащении кроме глинистой составляющей получается кварц, концентрат, содержащий SiO_2 – 94,02-94,63 %. Каолины отвечают требованиям производства санитарной, строительной и тонкой керамики, в т.ч. для электротехнических и фарфорофаянсовых изделий, шамотных огнеупоров, а также для химической промышленности.

Проведен рентгенофазовый анализ пробы каолина Алтынтауского месторождения (рис. 1). Как видно из рентгенограммы необогащенный каолин состоит из минералов каолинита ($d=0,711$; 0,433; 0,414; 0,355; 0,256; 0,248; 0,233; 0,228; 0,199; 0,167; 0,149 нм), β -кварца ($d=0,332$; 0,181; 0,166 нм), мусковита ($d=0,988$ нм), биотита ($d=0,423$ нм), гематита ($d=0,145$ нм) [2].

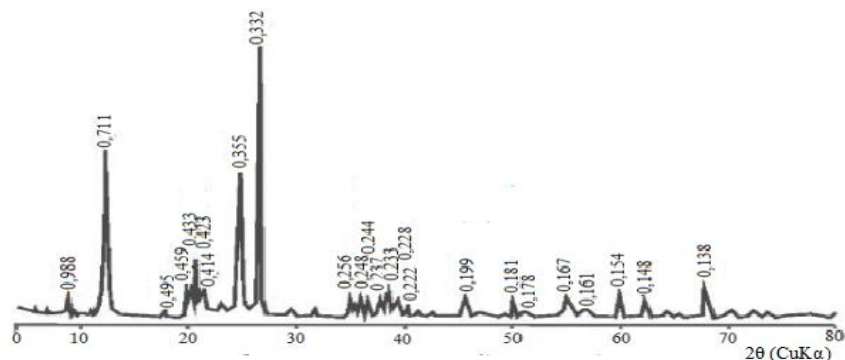


Рис. 1 Рентгенограмма образца каолиновой глины Алтынтауского месторождения

Проведен рентгенофазовый анализ образцов проб каолина Заккудукского месторождения (рис. 2). Как видно из рентгенограммы небогатенный каолин состоит из минералов каолинита ($d = 0,712; 0,44; 0,435; 0,416; 0,356; 0,255; 0,253; 0,249; 0,234; 0,229; 0,199; 0,166; 0,149$ нм), биотита ($d = 0,424$ нм) и β -кварца ($d = 0,333$ нм) [2].

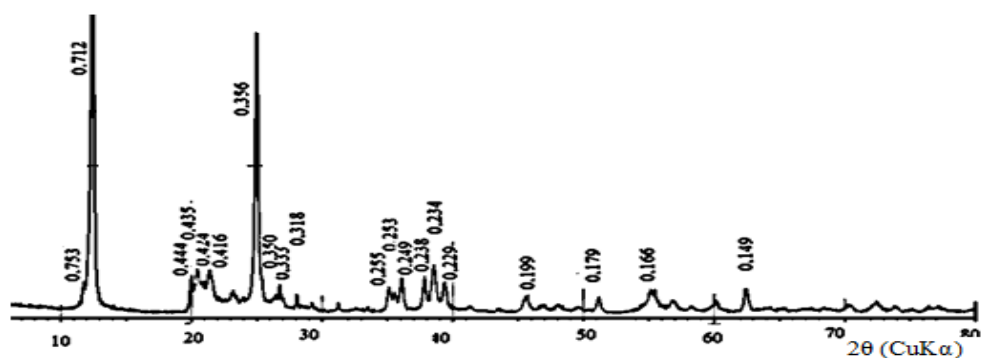


Рис. 2 Рентгенограмма образца каолиновой глины Заккудукского месторождения

В ИК-спектре пробы каолина (рис. 3) наблюдаются полосы поглощения в области 3687 и 3618 см^{-1} средней интенсивности, относящиеся к OH^- группам $[\text{Al}(\text{OH})_4]^-$ или конституционной воде. Полосы слабой интенсивности 1112 см^{-1} можно отнести к $[\text{SO}_4]^{2-}$ группе, в области $1026-1002$ см^{-1} наблюдаются более интенсивные полосы поглощения, соответствующие $[\text{SO}_4]^{4-}$ и $[\text{PO}_4]^{3-}$ группам. Деформационные колебания этих же групп наблюдаются в области $910-960$ см^{-1} и отличаются наибольшей интенсивностью [3].

Таким образом, ИК-спектроскопический анализ подтверждает данные рентгенофазового анализа, т.е. минералогический состав каолина Алтынтауского месторождения, который состоит из минералов каолинита, кварца и гидрослюда.

В ИК-спектрах Заккудукского каолина (рис. 4) также наблюдаются полосы поглощения похожие на полосы каолина Алтынтауского месторождения. Полосы поглощения в области 3687 и 3618 см^{-1} исчезают, это свидетельствует об отсутствии конституционной воды.

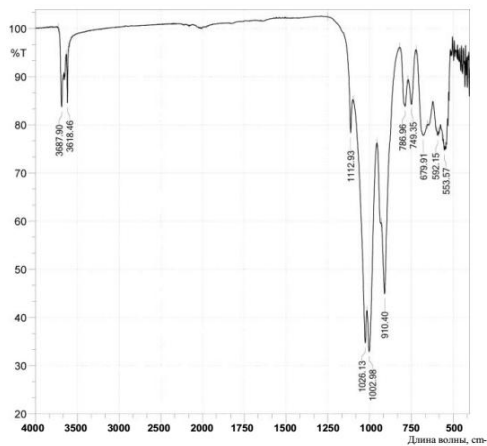


Рис. 3 ИКС образца каолина месторождения Алтынтау

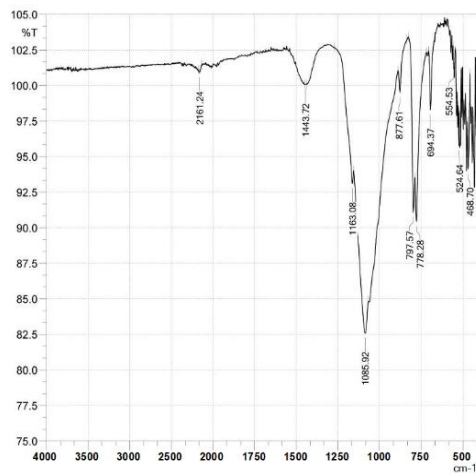


Рис. 4 ИКС образца каолина месторождения Заккудук

По результатам технологических и физико-химических исследований каолинов Алтынтауского и Заккудукского месторождений можно сделать вывод, что при селективной добыче каолина с содержанием оксиды железа не более 3 %, каолин можно использовать в производстве керамических изделий с заданными свойствами.

Литература

1. Обоснование основных направлений геологоразведочных работ на нерудные полезные ископаемые Бухарской и Навоийской областей с учетом потребностей национального хозяйства и импортозамещения. Отчет ИМП УзГоскомгеологии по теме № 647 за 2003-2005 гг. – Ташкент, 2005. – 120 с.
2. Плюснина И.И. Инфракрасные спектры силикатов. – М.: МГУ. – 1967. – 175 с.
3. Эминов А.М, Кадырова З. Р., Асабоев Д. Х., Бадалов Ф. А. Жуманов Ю. К. Изучение физико –химических свойств перспективных каолиновых месторождения Навоийского вилоята // Узбекский химический журнал. – Ташкент, 2019. – № 6. – С.45 – 49.

ПОЛУЧЕНИЕ ПРИРОДНО-ЛЕГИРОВАННОГО ЧУГУНА В КУЗБАССЕ

Ш.Я. Исмаилова¹, Д.Д. Лубяной²

Научные руководители – доцент Д.А. Лубяной¹, доцент А.В. Маркидонов²

¹ *Филиал Кузбасского государственного технического университета имени Т.Ф. Горбачева в г. Прокопьевске, Россия*

² *Новокузнецкий филиал Кемеровского государственного университета, г. Новокузнецк, Россия*

В Кузбассе широко применяются чугуны природно-легированные титаном и ванадием [2-5]. Данные чугуны получаются вследствие того, что в шихте доменных печей АО «ЕВРАЗ ЗСМК» применяются окатыши Качканарского ГОКа и местные руды, содержащие в своем составе как титан, так и ванадий. Кроме того, титан и ванадий содержатся также в золе кокса. Содержащиеся в чугуне титан и ванадий благоприятно сказываются на его микроструктуре, вследствие того, что ванадий способствует получению мелкозернистой структуры в чугуне, одновременно уменьшая в нем количество графита и увеличивая прочностные свойства без заметного снижения его вязкости, наличие этого элемента позволяет сократить в чугуне содержание марганца.

Была разработана методика, позволяющая определять необходимое содержание в чугуне марганца в зависимости от исходного содержания ванадия [5]. Эта технология позволила применить на АО «ЕВРАЗ ЗСМК» «плавающий» химический состав для изложниц и другого сменного сталеразливочного оборудования (утеплитель и поддоны). Изменение микроструктуры чугуна в зависимости от химического состава представлено на рисунках 1, 2 и 3. На данных изображениях показано изменение размеров графита в зависимости от содержания кремния в чугуне: чем больше кремния в сплаве, тем больше размер графита при одном и том же содержании ванадия. При этом марганцевый эквивалент находится по формуле $Mэ=Mn+9V$ (%), соответственно, углеродный эквивалент $Cэ=C+Si/3$ (%). Таким образом, регулируя количество кремния в расплаве чугуна, можно получать отливки с различной структурой.

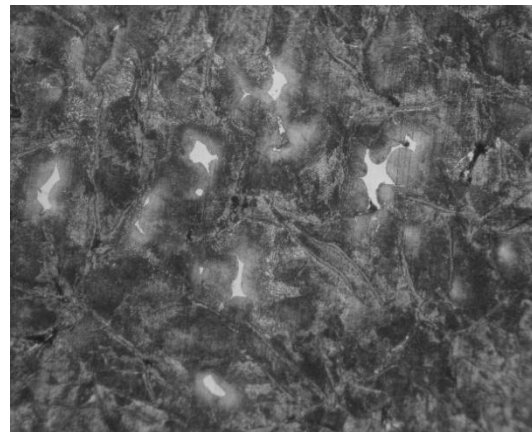
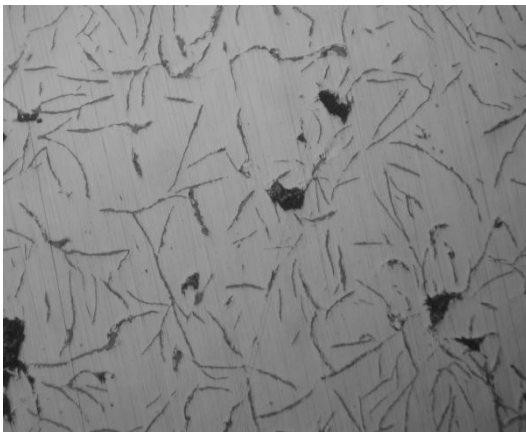


Рис. 1 Микроструктура чугуна шлаковой чашки при Si-0,92 %, Mn-0,62 %, P=0,21 %, V=0,06 %; Mэ=1,16 %, Cэ=4,58 % (стойкость 740 наливов) $\times 100$

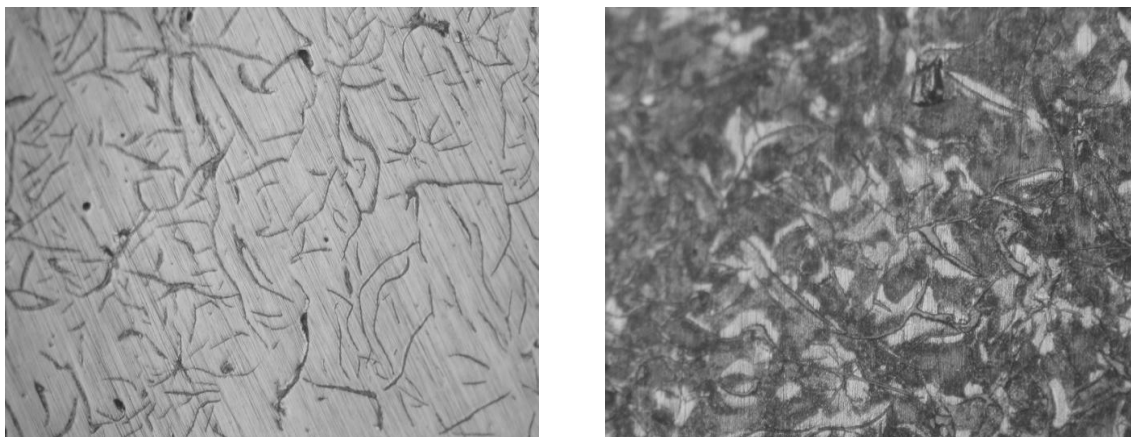


Рис. 2 Микроструктура чугуна шлаковой чаши при $Si-1,03\%$, $Mn-0,57\%$, $V=0,06\%$; $Mn=1,11\%$, $C=4,52\%$ (свыше 1000 наливов) $\times 100$

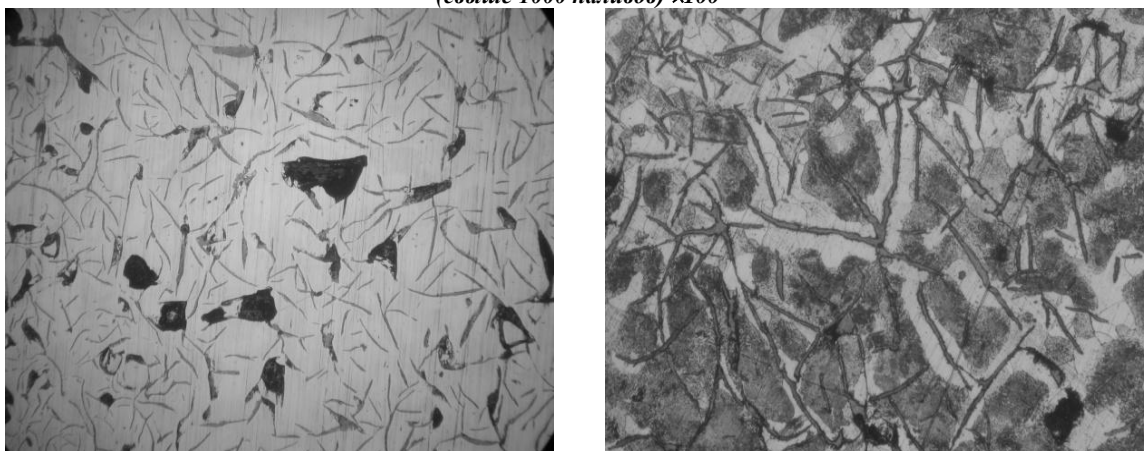


Рис. 3 Микроструктура чугуна шлаковой чаши при $Si-1,10\%$, $Mn-0,37\%$, $V=0,06\%$; $Mn=0,91\%$ $\times 100$

Экспериментом было отмечено, что чугуны с оптимальным содержанием титана и ванадия имеют значительно более высокую эксплуатационную стойкость в термостойких отливках [1, 6]. Вследствие того, что затраты на легирование чугуна титаном и ванадием минимальны, то внедрение данной технологии позволяет в значительной степени повысить экономическую эффективность внедрения природно-легированных термостойких чугунов [1, 6-8].

Было также отмечено, что при выплавке чугуна в индукционных печах, легирование чугуна можно производить не только дорогостоящими ферросплавами, но и обычной марганецсодержащей рудой и другими марганецсодержащими материалами. Разработанный химический состав и технология производства данного чугуна позволяет значительно снизить себестоимость продукции и повысить качество изделий из него.

При данной технологии применялось стимулирование трудящихся как с применением изобретательства и рационализации, так и с использованием системы стимулирования по планам новой техники предприятия. Данные технологии успешно внедрены при производстве сменного сталеразливочного оборудования на АО «ЕВРАЗ Объединенный Западно-Сибирский металлургический комбинат» и ООО «Кузнецкое литье». Материалы внедрения данной работы широко применяются в учебном процессе филиала КузГТУ в городе Прокопьевске, а также на курсах переподготовки трудящихся нашего региона.

Разработанные технологии могут найти широкое применение и в других регионах Российской Федерации.

Литература

1. Повышение стойкости поддонов из чугуна индукционной плавки / Б.А. Кустов, В.И. Чичков, Д.А. Лубяной [и др.] // Сталь. – 1989. – № 6. – С. 28 – 30.
2. Технология нейтрализации вредного влияния фосфора в чугуне термостойких отливок / Д.А. Лубяной, А.Ф. Софрошенков, И.А. Синявский [и др.] // Изв. вузов. Черная металлургия. – 1999. – № 10. – С. 47 – 50.
3. Фосфористые чугуны для термостойких отливок / Д. А. Лубяной, В.В. Горкавенко, Э.С. Макаров [и др.] // Металловедение и термическая обработка металлов. – 2002. – № 10. – С. 37 – 38.
4. Лубяной Д.А. Влияние титана и ванадия и технологии подготовки доменного чугуна на образование трещин в чугуне изложниц и шлаковых чаш // Тяжелое машиностроение. – 2009. – № 9. – С. 26 – 28.
5. Эффективность современных способов повышения качества изделий из чугуна и развитие металлургических и машиностроительных предприятий в условиях конкуренции / Д.А. Лубяной, Б.А. Кустов, Н.И. Новиков и др.; под ред. к.т.н. Д.А. Лубяного, к.э.н. Н.И. Новикова. – Новосибирск // Изд-во ИЭОП СО РАН, – 2004. – 131 с.
6. Лубяной Д.А. Влияние режимов внепечной обработки на структуру, литейные и механические свойства

- фосфористых доменных чугунов / И.А. Сиявяский, И.Ф. Селянин // Изв. вузов. Черная металлургия. – 2001. – № 6. – С. 53 – 55.
7. Лубяной Д.А. Результаты внедрения термовременной обработки на предприятиях Кузбасса // Литейщик России. – 2004. – № 7. – С. 22 – 23.
8. Результаты внедрения ресурсосберегающей технологии в литейном цехе ОАО «ЗСМК» / В.И. Чичков, Д.А. Лубяной, Ю.Н. Самсонов и др. // Литейщик России. – 2004. – № 7. – С.27 – 29.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ОЧИСТКИ СТОЧНЫХ ВОД ОТ ИОНОВ МЕТАЛЛОВ НА НОВЫХ СОРБЕНТАХ

Э.А. Камбарова¹, Н.С. Мурзакасымова¹, Н.А. Бектенов²

Научный руководитель – профессор М.А. Гавриленко¹

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

² *Казахский национальный педагогический университет имени Абая, г. Алматы, Казахстан*

Актуальность. Создание эффективных и недорогих сорбентов широкого профиля является актуальной проблемой. В связи с этим необходимо использование новых модифицированных ионообменников, применяемых для очистки сточных вод и контроль за содержанием различных веществ в окружающей среде. С целью повышения сорбционных характеристик производят модифицирование. Модифицированные сорбенты с улучшенными сорбционными и кинетическими характеристиками имеют большие перспективы, такие как высокопроницаемые сетчатые полиэлектролиты, обладающие большой скоростью поглощения ионов крупных размеров, ценными физико-химическими свойствами; являются дешевыми природными минералами, модифицированными полиэтиленполиамином и эпоксидными смолами с целью получения реакционноспособных сополимеров с эпоксидными группами, способными участвовать в реакциях отверждения в присутствии соединений кислот и основной природы. Исследование обусловлено необходимостью очистки сточных вод металлургических предприятий от ионов Pb^{2+} . Соединения свинца относятся к токсичным веществам, проявляющим мутагенные, канцерогенные свойства, кроме того, встроенные в биогенные формы ионы Pb^{2+} обладают свойством локально накапливаться в природных объектах, тем самым являясь сильным экотоксикантом.

Цель: определить сорбционные свойства природного цеолита и его модифицированной формы по отношению к иону Pb^{2+} и оптимизировать условия сорбции.

Объекты: Шанханайский природный цеолит и его модифицированные полиэтиленполиамином (ПЭПА) и эпоксидной смолой (ЭД-20) формы.

Введение. Ионы свинца являются стойкими экотоксикантами с низкой скоростью удаления из экосистем и организма человека. Значительная биоаккумуляция привела к включению ионов свинца в контрольные списки Евросоюза по директиве ЕС 2013/39 [1, 15] по регламенту контроля на содержание ионов тяжелых металлов в объектах окружающей среды. Концентрация ионов Pb^{2+} в водах рек может колебаться от 0,1 до 100 мкг/л, причем среднее значение, обычно не превышает 10 мкг/л. В непроточных водоемах это значение ниже, и составляет 4,5 мкг/л [16]. Допустимое содержание ионов свинца в питьевой воде находится в диапазоне 1–60 мкг/л в зависимости от региона, и в Европе и России не превышает 20 мкг/л [17].

С учетом объемов потребляемой воды, физико-химическая адсорбция является наиболее привлекательной методикой очистки, что обусловлено широким ассортиментом разработанных сорбентов, низким энергопотреблением и высокой эффективностью [10, 6]. Обычные очистительные сооружения эффективны в отношении органических веществ, однако удаление ионов тяжелых металлов не всегда происходит полностью, что делает необходимыми доочистку и контроль качества воды. Синтетические ионообменные материалы являются эффективными сорбентами для ионов свинца и других тяжелых металлов, причем наиболее распространенными становятся модифицированные ионообменники [4]. Разработанные и распространенные коммерческие сорбенты обеспечивают высокие скорости удаления, но их высокая стоимость является недостатком в крупнотоннажных системах. Таким образом, поиск альтернативы в виде недорогих природных сорбентов с минимальным модифицированием поверхности доступными реагентами является насущной необходимостью [8]. Исследования продемонстрировали эффективность использования для этой цели активированного угля, углеродных нанотрубок, природных и синтетических цеолитов [7, 9]. Разработка казахстанских природных месторождений цеолитов предоставляет новые природные материалы для интенсивного развития как фундаментальных исследований сорбентов, так и для их практического применения. Исследование химического и фазового состава цеолитовых туфов Тайжургенского и Шанханайского месторождений показало возможность использования казахстанских цеолитов [5]. Установлено, что такие цеолиты с высоким содержанием кремнезема являются эффективными адсорбентами для очистки загрязненной воды [11]. Например, для удаления ионов тяжелых металлов из воды рекомендован мезапористый цеолитный сорбент фожазит, поверхность которого обработана щелочью [14].

Другой цеолит, модифицированный смесью окисленного полиэтилена и полипропилена, использовали для удаления ионов Pb^{2+} и Cu^{2+} из воды [12]. Исследован процесс очистки воды от Ni^{2+} , Co^{2+} , Pb^{2+} и Cu^{2+} природным цеолитом Ягоднинского месторождения Камчатской области из водных ресурсов в диапазоне концентраций 0,5–3,5 мг-экв/л. Установлено, что модифицирование поверхности кислотой приводит к активации функциональных групп и увеличению его эффективности [3]. Такие результаты свидетельствуют о том, что модифицированные природные цеолиты являются перспективными недорогими материалами для очистки воды от тяжелых металлов [2].

Объектом настоящего исследования является оценка изменения сорбционных свойств Шанханайского природного цеолита и его модифицированных полиэтиленполиамином (ПЭПА) и эпоксидной смолой (ЭД-20) форм по отношению к иону Pb^{2+} от таких факторов как pH среды, концентрация иона в растворе и от времени контакта.

Экспериментальная часть. Модифицирование цеолита. Шанханайский цеолит получен из месторождения Республики Казахстан, Алматинской области, Кербулакский район, г. Сары-Озек. Перед модификацией предварительно минерал измельчали до диаметра зерен 0,4 мм. Для повышения извлекающей способности и селективности природного Шанханайского цеолита, сорбент модифицировали полиэтиленполиамином (ПЭПА, Россия, ТУ 2413-357-00203447-9920) и эпоксидной смолой (ЭД-20, Россия, ГОСТ 10587-84). К 100 г полученного цеолитного порошка добавляли ЭД-20 массой 30 г до полного покрытия поверхности, затем небольшими порциями добавляли 30 г ПЭПА и перемешивали в течение 10 мин. Полученную массу выгружали в фарфоровые чашки и отверждали в сушильном шкафу в течение 10 ч при 120°C. Затем массу вынимали и охлаждали при комнатной температуре в течение 10 ч. Образцы полученного модифицированного цеолита обрабатывали 5 % раствором HCl для регенерации хлоридной формы, затем, путем отмывки водой доводили до нейтральной pH и обрабатывали 5 % раствором NaOH. Полученный модифицированный цеолит сушили до постоянного веса в муфельной печи при 120°C. Анионообменную емкость продукта (СОЕ, мг-экв/г) определяли в статических условиях по 0,1 N раствору HCl [18].

Реактивы, растворы, материалы. Спектрофотометрическое определение Pb^{2+} в растворе после сорбции связано с образованием комплексного соединения, которое можно охарактеризовать взаимодействием ионов Pb^{2+} с сульфарсазеном. Данное комплексное соединение окрашено в желто-оранжевый цвет [13]. В работе использованы растворы 10 мг/л $Pb(NO_3)_2$, 0,05 М $Na_2B_4O_7$, 0,1 М HNO_3 , 0,1М NaOH. Растворы исходных солей готовили по точной навеске, растворы меньших концентраций последовательным разбавлением исходных растворов непосредственно перед использованием. Растворы 0,05% сульфарсазена готовили растворением в 0,05 моль/л $Na_2B_4O_7$. Для всех растворов использована бидистиллированная вода.

Аппаратура и приборы. Спектрофотометрические измерения проводили на спектрофотометре UV-1800 (Shimadzu, Япония). Оптическую плотность измеряли при длине волны 530 нм в кюветках толщиной слоя 1 см. Для перемешивания использовали мультитротатор MultiBio RS-24 (BioSan, Латвия).

Результаты. Получен сорбент на основе Шанханайского природного цеолита и его модифицированных полиэтиленполиамином (ПЭПА) и эпоксидной смолой (ЭД-20) форм. Установлена оптимальная pH от 7 до 9 для очистки воды от ионов свинца. В указанном диапазоне pH сорбция ионов свинца на модифицированных образцах выше, чем у природного сорбента от 50 до 90 %. Таким образом, для достижения полноты извлечения количество модифицированного сорбента необходимо в 2 раз меньше в нейтральной среде и в 5 раз меньше в слабощелочной среде. Время сорбции не превышает 90 мин. Модифицированный природный цеолит может быть эффективно использован в качестве сорбционного материала для очистки сточных вод.

Литература

1. Андрусишина И.Н., Голуб И.А., Малецкий З.В., Лубянова И.П. Опасен ли свинец в воде? – Киев, 2016. – 28 с.
2. Antonio O. S. Silva, Marcelo J. B. Souza, Anne M. G. Pedrosa, Ana C. F. Coriolano, Antonio S. Araujo. Development of HZSM-12 zeolite for catalytic degradation of high-density polyethylene // Microporous and Mesoporous Materials. – 2017. – V. 244. – P. 1 – 6.
3. Belova T.P. Adsorption of heavy metal ions (Cu^{2+} , Ni^{2+} , Co^{2+} and Fe^{2+}) from aqueous solutions by natural zeolite // Heliyon. – 2019. – V. 5. – 02320.
4. Bektenov N.A., Tsoy I.G., Kambarova E.A., Ybyrayymzhanova L.K. Water purification from heavy metals with ionites // The scientific heritage. – 2019. – V. 38. – P. 30 – 34.
5. Ергожин Е.Е., Акимбаева А.М. Органоминеральные сорбенты и полифункциональные системы на основе природного алюмосиликатные сорбенты и угольноминерального сырья. – Алматы: Изд-во ТОО «Print-S», 2007. – 373 с.
6. Жубанов К.А., Бабусенко Р.М., Тимофеева В.Ф., Солохина К.Н. Исследование фазового и химического состава природных цеолитов и катализаторов на их основе // Известия НАН РК. Серия химия. – Казахстан, 2000. – № 5. – С. 158 – 162.
7. Жубанов К.А., Бабусенко Р.М., Тимофеева В.Ф., Солохина Н.Н. Состав и термоустойчивость цеолитсодержащего туфа Шанханайского месторождения // Вестник Казахского национального университета имени аль-Фараби. Серия химия. – 2004. – № 3. – С. 75 – 78.
8. Zaiku X., Qingling C., Chengfang Z. Influence of citric zoid treatment on the Surface acid properties of zeolite beta 111 // Physical Chemistry. – 2000. – V. 104 B. – № 13. – P. 2853 – 2859.
9. Курбангалиева Г.В., Кудерева Л.А., Конусбаев С.Р. Влияние кислотной активации на физико-химические свойства природных цеолитов // Вестник Казахского национального университета имени аль-Фараби. Серия химия. – 2004. – Т. 34. – № 2. – С. 52 – 56.
10. Liang P., Sang H. Determination of trace lead in biological and water samples with dispersive liquid-liquid microextraction preconcentration // Analytical Biochemistry. – 2008. – V. 380. – P. 21 – 25.
11. Nan Jiang, Ran Shang, Sebastiaan G., J. Heijman, Luuk C. Rietveld High-silica zeolites for adsorption of organic micro-pollutants in water treatment // A review Water Research. – 2018. – V. 144. – P. 145 – 161.
12. Rassoulinejad S. Mousavi, J. Azamat, A. Khataee, Y. Zhang. Molecular dynamics simulation of water purification using zeolite MFI nanosheets // Separation and Purification Technology. – 2020. – V. 234. – 116080.
13. Rosenstein C., Hirsch S. Chemical analysis of plating solutions // Metal Finishing. – 2002. – V. 100. – P. 509 – 554.
14. Sulaiman K. O., Sajid M., Alhooshani K. Application of porous membrane bag enclosed alkaline treated Y-Zeolite for removal of heavy metal ions from water // Microchemical Journal. – 2020. – V. 152. – P. 124 – 135.
15. Tuzen M., Soylak M., Parlar K. Cadmium and lead contamination in tap water Samples from Tokat, Turkey // Bull. Environ.

- Contam. Toxicol. – 2005. –V. 75 (2). – P. 284 – 289.
- ГОСТ 24902-81. Вода хозяйственно-питьевого назначения. Общие требования к полевым методам анализа. – М.: Стандартинформ, 1999. – 114 с.
 - World Health Organization, Guidelines for Drinking-Water Quality Health Criteria and Other Supporting Information, V. 2, 2nd ed., WHO, Geneva. – 1996. – P. 973.
 - ГОСТ 20255.1-89. Иониты. Метод определения статической обменной емкости. – М.: Стандартинформ, 2002. – 5 с.

ИЗВЛЕЧЕНИЕ ВАНАДИЯ И НИКЕЛЯ ИЗ ЗОЛ ТЭЦ ОТ СЖИГАНИЯ МАЗУТА

Д.Ю. Кашеков

Научный руководитель – д.т.н. Г.Б. Садыхов

Институт металлургии и материаловедения имени А.А. Байкова РАН, г. Москва, Россия

Для исследований были использованы пробы золы с российской ГРЭС (государственной районной электростанции) в г. Конаково. В качестве реагента для разложения пентаоксида ванадия в процессе окислительного обжига применили карбонат натрия крупностью $-0,1$ мм марки ХЧ. Для выщелачивания использовали дистиллированную воду и серную кислоту марки ХЧ.

Исходную золу измельчали в ступке. Затем проводили подготовку шихты путём смешивания золы с карбонатом натрия, причём для исследования его влияния использовали сухое и влажное смешивание. Влажное смешивание было исполнено путём брикетирования шихты и последующей сушки. Сухое смешивание золы с содой было использовано в экспериментах по изучению продолжительности окислительного обжига (добавка соды 20 %) и изучению влияния типов смешивания шихты (добавка соды 50 %). В остальных случаях использовалось влажное смешивание. Полученные пробы помещали в кварцевые лодочки и отправляли на обжиг. Обжиг проводили в муфельной печи. Время обжига составляло 60 мин, однако в исследовании влияния продолжительности окислительного обжига временной интервал составил 15-120 мин. Температура обжига составляла 350 °С в исследованиях влияния продолжительности обжига и влияния типа смешивания шихты на извлечение ванадия и никеля, в исследовании влияния добавки карбоната натрия интервал температур составил 300-500 °С. Полученные слёпки подвергали последовательному водному и кислотному выщелачиванию. Водное выщелачивание проводили при температуре 70-80 °С и соотношении Т: Ж=1:20 в течение часа при перемешивании с помощью магнитной мешалки. После окончания выщелачивания раствор фильтровали на вакуум-фильтре. В растворе определяли содержание V_2O_5 , а твёрдый остаток подвергали кислотному выщелачиванию 3%-ной серной кислотой при комнатной температуре и соотношении Т:Ж=1:20 в течение часа при перемешивании магнитной мешалкой. После выщелачивания раствор фильтровали на вакуум-фильтре. Раствор анализировали на содержание V_2O_5 и Ni. По результатам анализа рассчитывали извлечения ванадия и никеля в раствор.

Фазовый состав зол определяли с применением методов рентгенофазового анализа (РФА). Как показали данные рентгенофазового анализа, основной фазой является магнетит Fe_3O_4 . Ванадий в золе распределён между V_3O_5 и шпинелью $VO \cdot Fe_2O_3$. Из-за низкого содержания никеля в ней сложно точно определить, в каких точно формах он находится. Согласно данным РФА, он находится в виде карбида Ni_3C и оксида NiO. Также обнаружены такие фазы, как SiO_2 , значительная часть которого представлена кристаллическим кварцем, муллит $3Al_2O_3 \cdot 2SiO_2$, небольшое количество сложных силикатов Na, Mg, Al, Ca и гётит FeOOH.

По данным РФА и химического анализа, ванадий и никель могут находиться как в водо- и кислоторастворимых фазах, так и в нерастворимых. Для определения возможности извлечения ванадия и никеля из зол без добавок соды провели непосредственное гидрометаллургическое разложение отдельно водой при температуре 80 °С и раствором 3%-ной серной кислоты при комнатной температуре. В результате установлено, что при непосредственном водном выщелачивании степень извлечения составили: для V_2O_5 – 1,9%, для NiO – 0,5%. Это показывает достаточно высокую экологическую опасность, т.к. ПДК V_2O_5 в воде не более 0,1 г/м³ [1]. При непосредственном выщелачивании 3%-ым раствором серной кислоты степень извлечения для V_2O_5 составила 55 %, для NiO – 57 %. Для увеличения степени извлечения ванадия и никеля из зол необходимо максимально перевести ванадий в V^{5+} , а никель в NiO, т.е. в растворимые формы. Таким образом, для более полного извлечения ванадия и никеля необходимо применение предварительного окислительного обжига.

Окислительный обжиг является важнейшей частью схемы, т.к. позволяет перевести ванадий и никель в растворимые формы. Обжиг имеет множество параметров для изучения, такие как продолжительность, температура, состав шихты. В качестве добавки к золе был выбран карбонат натрия, который позволяет перевести ванадий в водорастворимые ванадаты натрия. Исследования по извлечению целевых металлов из продуктов обжига проводили как при водном, так и при сернокислотном выщелачивании для определения количества образования водорастворимых соединений и общего вскрытия золы.

Результаты исследования влияния продолжительности на суммарную степень извлечения ванадия и никеля представлены на рис. 1.

Установлено, что увеличение продолжительности окислительного обжига более 60 минут не приводит к росту степени извлечения ванадия и никеля и сохраняется на уровне 66,5% для ванадия и 66,9% для никеля. Таким образом, дальнейшие исследования проводились при продолжительности окислительного обжига 60 минут для обоих образцов зол.

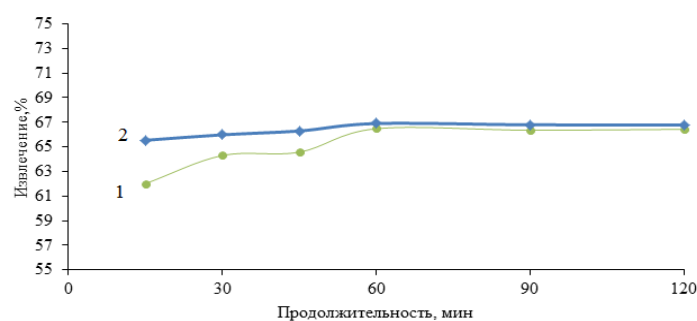


Рис. 1. Зависимость степени извлечения элементов от продолжительности окислительного обжига
1 – ванадий, 2 – никель

Далее была исследована возможность повышения степени извлечения ванадия за счёт влажного смешивания золы с содой. Использование влажного смешивания должно улучшить контакт реагентов и обеспечит более полный переход ванадия в водорастворимые ванадаты натрия. Повышенная добавка карбоната натрия (50%) позволяет перевести практически весь ванадий в растворимые формы. Результаты исследования влияния типа смешивания шихты на степень извлечения ванадия и никеля для обоих образцов зол представлены в таблице 1.

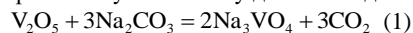
Таблица 1

Влияние типа смешивания шихты на степень извлечения ванадия и никеля

| Тип смешивания | Степень извлечения ванадия, % | | | Степень извлечения никеля, % |
|----------------|-------------------------------|-----------|-----------|------------------------------|
| | Водное | Кислотное | Суммарное | |
| Сухое | 51,3 | 18,5 | 69,0 | 40,5 |
| Влажное | 54,1 | 22,4 | 76,6 | 59,0 |

Установлено, что влажно смешивание увеличивает степень извлечения V_2O_5 с 69,0 % до 76,6 %. Это за счёт более сильного контакта между реагентами и усиленное образования водорастворимых ванадатов натрия. Извлечение никеля также выросло с 40,5 % до 59,0 %.

Количество добавки соды является одним из важнейших параметров данного процесса. С одной стороны, её должно быть достаточным для перевода ванадия в золе в растворимые формы в процессе окислительного обжига. С другой стороны, непрореагировавший избыток соды будет давать негативный эффект на последующих стадиях переработки, т.к. потребуются дополнительная нейтрализация. Определение влияния добавки Na_2CO_3 на степень извлечения ванадия и никеля в раствор проводили в пределах 4,5-20% Нижняя граница соответствует стехиометрическому количеству добавки соды по реакции:



Результаты влияния добавок соды при различных температурах окислительного обжига золы на извлечение ванадия представлены на рис. 2.

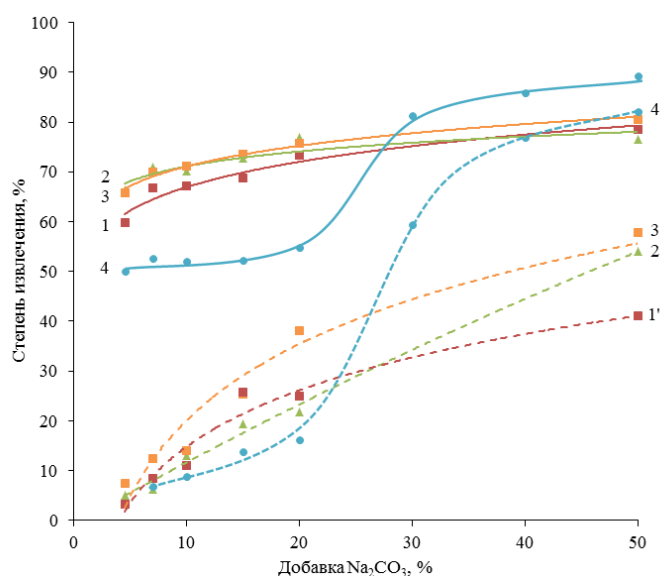
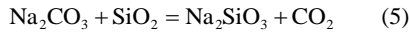
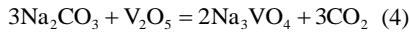
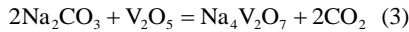
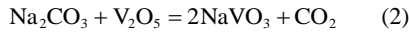


Рис. 2 Зависимости температуры окислительного обжига при различной добавке соды на степень извлечения ванадия (1 – 300 °С, 2 – 350 °С, 3 – 400 °С, 4 – 500 °С)

1' – 5' – степень извлечения на водном выщелачивании)

В результате установлено, что в интервале температур 300-400 оС степень извлечения ванадия слабо изменяется. Однако при температуре 500 °С наблюдается падение степени извлечения в интервале добавок 4,5-20%. Это связано в том, что в этом интервале температур начинаются побочные реакции взаимодействия соды с кварцем:



В результате термодинамического расчёта реакций (2)–(5), показали, что в температурной области 400-500 °С (673-773 К) получает развитие процесс образования силиката натрия, что подтверждает вышеупомянутое предположение. Согласно расчетам, представленным на рис. 3, для связывания всего SiO₂ (9,1 % мас.) в силикат натрия необходимо добавить около 16 % мас. соды.

Результаты влияния добавок соды при различных температурах окислительного обжига золы на извлечение никеля представлены на рис. 4.

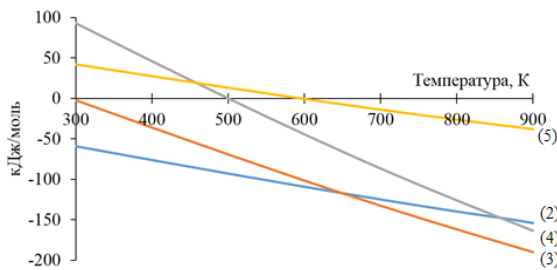


Рис. 3 Термодинамический расчёт реакций

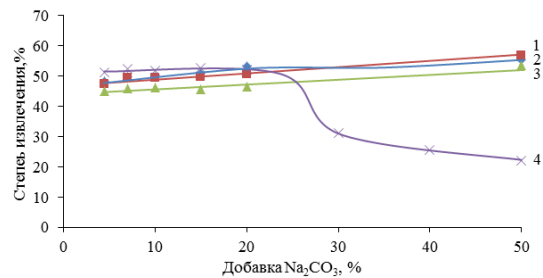


Рис. 4 Зависимости температуры окислительного обжига при различной добавке соды на степень извлечения никеля (1 – 300 °С, 2 – 350 °С, 3 – 400 °С, 4 – 500 °С)

Установлено, что при температуре 500 °С степень извлечения никеля падает до 23 %. Вероятно, это связано с образованием плохорастворимого феррита никеля по реакции (6).



Образование феррита никеля, вероятно, связано с окислением шпинели (Fe, Ni)O · V₂O₃ и взаимодействием V₂O₃ с Na₂O с выделением значительного количества Fe₂O₃ и NiO.

Таким образом, была составлена принципиальная схема переработки золы от сжигания мазута на основе проведённых исследований. Она включает влажное брикетирование шихты, окислительный обжиг брикетов при температуре 500 °С в течение 60 минут. После обжига проводят двухстадийное водное выщелачивание 3%-ым раствором серной кислоты. На стадии водного выщелачивания степень извлечения ванадия составляет 82 %. Степень извлечения никеля на стадии выщелачивания 3% раствором серной кислоты составляет 23 %. Из раствора ванадий в дальнейшем можно извлечь методом осаждения ванадатов аммония или гидролитическим осаждением. Никель также можно извлечь известными методами [2].

Работа выполнена при поддержке программы Президиума РАН (Регистрационный номер НИОКТР АААА-А18-118032690052-5).

Литература

1. Сирина Т.П., Мизин В.Г., Рабинович Е.М., Слободин Б.В., Красненко Т.И. Извлечение ванадия и никеля из отходов теплоэлектростанций – Екатеринбург: Российская академия наук. Уральское отделение, 2001 – 234 с.
2. Резник И.Д., Ермаков Г.П., Шнеерсон Я.М. Никель. Том 2. – М.: Наука и технологии, 2004. – 468 с.

**ИССЛЕДОВАНИЕ БЕНТОНИТОВЫХ ГЛИН УЗБЕКИСТАНА
ДЛЯ ФОРМОВОЧНЫХ СМЕСЕЙ В МЕТАЛЛУРГИИ**

Т.А. Мадатов, С.Т. Пардаев

Научный руководитель – старший научный сотрудник Б.Т. Сабиров
*Институт Общей и неорганической химии Академии наук Республики Узбекистан,
г. Ташкент Узбекистан*

В литейном производстве для отливки металла широко используются формовочные песчано-глинистые смеси на основе кварцевого песка и бентонита. При этом каждое отдельно взятое литейное производство неповторимо в своем содержании и технологической структуре и нуждается в материалах, четко соответствующих особенностям производственного процесса именно на этом конкретном предприятии. Bentonит считается наиболее доступным и экономически эффективным связующим компонентов для формовочных смесей.

В настоящее время бентониты в основном широко применяются при приготовлении буровых растворов и в черной металлургии. По данным Снисарья В.П. и Короида В.Н. в странах СНГ для нужд литейного производства в настоящее время потребляется около 15 % всего используемого в них бентонита, тогда как в Европе этот показатель составляет более 50 %. Несмотря на тенденцию к распространению химически твердеющих смесей для изготовления форм, обеспечивающих повышение размерной точности и качества отливок, сырая песчано-бентонитовая форма имеет широкую область применения. В массовом производстве деталей весом от нескольких килограммов до первых сотен килограммов и при производительности несколько сот форм за смену (автомобильное литье) сырая песчано-бентонитовая форма остается вне конкуренции [5].

По данным анализа мирового объема, получаемого в сырых формах, составляет в Японии – 40 %, Германии – 40 %, Англии – 39 %, Франции – 39 %.

В общем объеме выпуска литья в промышленно развитых стран 65-70 % стальных и чугуновых отливок мелкого и среднего развеса производится в формах из песчано-глинистых смесей и эта тенденция сохранится в будущем. Расход бентонита на изготовление 1 т отливок из чугуна в настоящее время составляет 60-90 кг, а из стали – 90-120 кг.

В Европейских странах большое внимание было уделено технологии производства отливок в сырых песчано-глинистых формах, что привело к значительному совершенствованию формовочного оборудования, а также методов уплотнения формовочной смеси. В результате стало возможным и в песчано-глинистых формах производить отливки геометрически точные, сложной конфигурации. Совершенствование методов изготовления моделей открыло новые возможности их проектирования и производства. Все эти факторы обеспечили возможность производства в песчано-бентонитовых формах отливок многофункционального назначения, в конструкциях которых присутствуют очень тонкие стенки. В результате всех этих изменений возросли и требования, предъявляемые к формовочной смеси.

В результатах исследований С.А. Кононенко бентонита Тарасовского месторождения в качестве связующего для приготовления формовочных смесей установлено, что высокие физико-химические свойства демонстрируют связующие, полученные при модифицировании бентонита солями натрия. Также, удаление крупнозернистых включений увеличивает долю монтмориллонита, возрастают ионообменная емкость и гидрофильность. Модифицирование бентонита карбонатом натрия диспергирует бентонит, повышая удельную поверхность, ионообменную ёмкость и гидрофильные свойства. Кислотное модифицирование способствует развитию поверхности и пористой структуры. Модифицирование катионными поверхностно-активными веществами – четвертичными аммониевыми солями, придает поверхности бентонита гидрофобные свойства и повышает адсорбционную активность по отношению к неполярным жидкостям [3].

Металлургическая отрасль Республики Узбекистан наряду с другими ведущими отраслями промышленности развивается быстрыми темпами за счет вложения инвестиций и создания высокотехнологичных производственных мощностей. Это обстоятельство обуславливает поиск постоянных источников бентонитового сырья.

Бентонитовые глины месторождений Узбекистана представлены в основном в около 200 месторождений и проявлений бентонитовых и бентонитоподобных глин, объемы запасов которых по предварительным данным, составляют ориентировочно более 2 млрд тонн. На сегодняшний день из них в промышленном масштабе разрабатываются только Навбахорское, Азкамарское, Каттакурганское, Косонское, Логонское и Шоруское месторождения. Общее количество добываемых и перерабатываемых бентонитовых глин не превышает всего 200 тыс. т в год, которое используется в основном, при добыче и переработке нефти и газа, при производстве комбикормов, при очистке хлопкового масла и в других различных отраслях [4].

Для исследований нами были отобраны представительные пробы некоторых перспективных месторождений бентонитовых глин, расположенных в различных областях Узбекистана.

Отобранные пробы бентонитовых глин усредняли по существующим методикам и подвергались комплексному исследованию их физико-химических и технологических свойств. Химический анализ проводили в аккредитованной Центральной лаборатории Узгоскомгеологии Республики Узбекистан.

Результаты химического анализа (табл. 1) показывают, что по химическому составу и содержанию некоторых элементов пробы бентонитов отличаются друг от друга. Для сравнения приведен в качестве эталона анализ проб бентонитовых глин месторождений Северный Вайоминг (США) и Азкамарского месторождений [6].

Таблица 1

Усредненный химический состав проб бентонитовых глин некоторых месторождений Узбекистана

| Наименование месторождения | Содержание оксидов на воздушно-сухое вещество, мас. % | | | | | | | | | |
|------------------------------------|---|------------------|--------------------------------|--------------------------------|------|------|-------------------|------------------|-----------------|-------|
| | SiO ₂ | TiO ₂ | Al ₂ O ₃ | Fe ₂ O ₃ | MgO | CaO | Na ₂ O | K ₂ O | SO ₃ | ппп |
| Логон | 56,33 | 0,55 | 15,09 | 5,37 | 1,46 | 2,64 | 2,03 | 3,57 | 0,16 | 12,43 |
| Каттакурган | 57,62 | 0,78 | 16,63 | 5,63 | 2,32 | 1,4 | 1,06 | 4,05 | 0,36 | 9,76 |
| Шафиркан | 57,65 | 0,87 | 13,69 | 5,77 | 1,81 | 3,08 | 1,12 | 1,72 | 2,59 | 11,21 |
| Азкамар | 58,62 | 0,78 | 15,92 | 5,20 | 2,72 | 0,84 | 2,84 | 2,08 | 0,17 | 10,82 |
| Навбахор | 45,73 | 0,36 | 7,24 | 3,30 | 3,42 | 5,1 | 0,93 | 0,92 | 0,49 | 21,85 |
| Бештюбе | 64,73 | 0,74 | 14,98 | 4,32 | 1,51 | 1,12 | 1,91 | 1,91 | 0,25 | 6,85 |
| Вайоминг (США) [7] (для сравнения) | 55,44 | – | 20,14 | 3,67 | 2,49 | 0,49 | 2,76 | 0,60 | – | 13,5 |

Из табл. 1 видно, что по содержанию кремнезема все исследуемые пробы близки и оно колеблется от 43,72 до 59,24 мас. %. Пробы из проявлений Каттакурганское и Шафиркан-3 и Шафиркан-4 показывают наиболее высокое содержание кремнезема (SiO₂), вследствие их запесоченности. При механическом обогащении проб содержание кремнезема значительно уменьшается.

Как известно, технические показатели бентонитовых глинопорошков для формовочных смесей регламентируются по ГОСТ 28177-89. Основными определяющими показателями бенионитовых глин являются их прочность на сжатии и термическая устойчивость [1].

На практике для модифицирования кальциевых бентонитовых глин применяются методы активации и модифицирования натриевой щелочью (NaOH, каустическая сода) или её солями, например, (кальцинированная сода).

В ходе лабораторных экспериментов при обработке бентонитовой глины Навбахорского месторождения кальцинированной содой (Na₂CO₃) получены опытные образцы глинопорошков, которые были подвергнуты испытаниям в Центральной заводской лаборатории дочернего предприятия «Литейно-механический завод» УП «Узтемирйулмаштаъмир» при АО «Узбекистон темир йуллари» и получены следующие результаты (табл. 2).

Таблица 2

Физико-технические показатели опытных проб бентонитовых глин для формовочных смесей

| Виды испытаний | Методы испытаний по ГОСТ 28177-89 (пункты НД) | Значение требований по НД | Фактическое значение | Выводы |
|---|---|---------------------------|----------------------|---------------|
| Прочность при сжатии, кгс / см ² | п.3.3 | Не менее 0,9 | 0,94-1,03 | соответствует |
| Термическая устойчивость, единицы | п.3.5 | Не менее 0,6 | 0,62-0,67 | соответствует |

Таким образом, экспериментально установлена возможность получения бентонитовых глинопорошков марки ПТ1 для формовочных смесей из бентонитовых глин Навбахорского месторождения, отвечающих по физико-техническим показателям ГОСТ 28177-89.

Литература

1. ГОСТ 28177-89. Глины формовочные бентонитовые. Общие технические условия.
2. Кадырова З.Р., Сабиров Б.Т., Усманов Х.Л., Хусанходжаев Ф.З. Гидроизоляционные материалы на основе бентонитовых глин новых месторождений Узбекистана // Строительные материалы, оборудования, технологии XXI-века. – Москва, 2014. – № 9. – С. 48 – 51.
3. Кононенко С.А. Технологические основы модифицирования бентонита тарасовского месторождения для формовочных смесей: Автореферат. Дис. канд. техн. наук. – Новочеркасск, 2009г. – 18 с.
4. Сабиров Б.Т., Кадырова З.Р., Усманов Х.Л., Эминов А.М. Исследование бентонитов Узбекистана для разработки гидроизоляционных композиций // Теория композиционных строительных материалов и инновационные технологии: Сборник материалов Республиканской научно-практической конференции. Ташкентский архитектурно-строительный институт. – Ташкент. – 2012. – С.124 – 125.
5. Снисарь В.П., Короид В.Н. Глинопорошки для формовочных смесей производства ОАО «Завод утяжелителей» // Литье Украины. – 2003. – № 1. – С. 6 – 8.
6. Эминов А.М., Абдурахманова У.К., Сабиров Б.Т. Исследование состава и свойств бентонитовых глин // Вестник Гулистанского Государственного Университета. – Гулистан, 2013. – № 2. – С. 24 – 28.
7. <http://gnbtechno.ru/bentonit>.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПОЛУЧЕНИЯ ПОРИСТОГО СТЕКЛОКРИСТАЛЛИЧЕСКОГО МАТЕРИАЛА ПО ОДНОСТАДИЙНОЙ ТЕХНОЛОГИИ

А.Ю. Мисковец

Научный руководитель – профессор О.В. Казьмина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Известно, что пеностеклокристаллические материалы относятся к экологически безопасным, не горючим и влагостойким тепло- и звукоизоляционным материалам, так же они не подвергаются никаким микробиологическим воздействиям. Однако, изготовление пеностекла по традиционной технологии – с использованием стеклобоя, в России затруднено, из-за дефицита исходного сырья [1]. Поэтому практическое значение имеет расширение сырьевой базы за счет использования высокодисперсного кремнеземистого сырья природного и техногенного происхождения [2].

Цель работы – установить влияние способа гранулирования смеси из высокодисперсного кремнеземистого сырья на фазовый состав пористого продукта.

В данной работе рассмотрен одностадийный способ получения пористого стеклокристаллического материала на основе кремнеземистого сырья, такого как трепел Потанинского месторождения и микрокремнезем Братского завода ферросплавов. Химический состав материалов приведен в табл. 1.

Таблица 1

Химический состав исходных материалов

| Наименование материала | Содержание оксидов и карбонатов, мас. % | | | | | | | |
|------------------------|---|------------------|--------------------------------|------|------|---------------------------------|---------------------------------|------------------|
| | SiO ₂ | SiO ₂ | Al ₂ O ₃ | CaO | MgO | Na ₂ CO ₃ | Ca ₂ CO ₃ | Δm _{mm} |
| Микрокремнезем | 91,7 | 0,4 | 0,5 | 1,2 | – | – | – | 2,0 |
| Трепел | 76,16 | 4,1 | 7,52 | 1,05 | 0,75 | – | – | 8,73 |
| Оксид кальция | – | 0,02 | – | 96 | – | – | 2,5 | 1,48 |
| Кальцинированная сода | – | 0,002 | – | – | – | 99 | – | 0,5 |

Вспенивание готовых гранул происходит при температуре не выше 900 °С. Для снижения температуры вспенивания, в кремнеземсодержащее сырье необходимо добавлять материалы, которые будут понижать температуру плавления шихты. В качестве такого материала часто используют гидроксид натрия [3]. Однако, использование в качестве плавня гидроксида натрия, значительно увеличивает стоимость конечного продукта. Для устойчивого стеклообразования необходимо от 13 до 22 мас. % щелочи в составе. Так же гидроксид натрия очень опасен для человека, что ведет за собой дополнительные трудности и затраты при его использовании.

При изготовлении пеностеклокристаллического материала, в данной работе, гидроксид натрия заменен на смесь CaO и Na₂CO₃ (табл. 2). При использовании данной смеси компонентов гидроксид натрия синтезируется в процессе гранулирования, что позволяет получить пористый стеклокристаллический материал и снизить его стоимость.

Таблица 2

Компонентный состав смеси

| Номер состава | Содержание компонентов, мас. % | | | |
|---------------|--------------------------------|--------|---------------------------------|------|
| | Микрокремнезем | Трепел | Na ₂ CO ₃ | CaO |
| 1 | 70,4 | 17,6 | 10,38 | 1,62 |
| 2 | 62,79 | 15,7 | 14,07 | 7,44 |

Для изготовления сырьевых гранул, используется два способа введения щелочного компонента и последующей грануляции шихты (рис. 1).

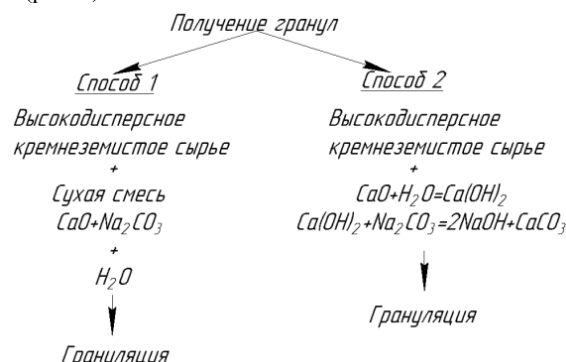


Рис. 1 Технологическая схема приготовления сырьевых гранул

Для исследования влияния способа грануляции шихты был произведен рентгенофлуоресцентный анализ на установке ДРОН-3М. Результаты приведены на рис. 2-4.

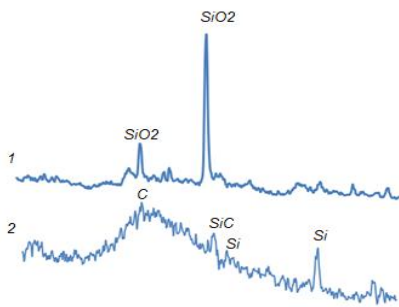


Рис. 2 Данные РФА исходных компонентов (1 – тремел, 2 – микрокремнезем)

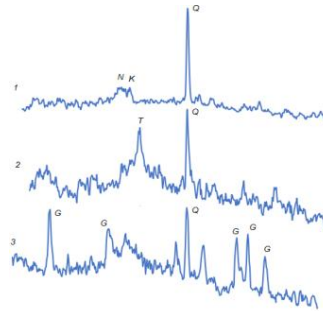


Рис. 3. Данные РФА сырьевых гранул (1 – состав 1, способ 1; 2 – состав 1, способ 2; 3 – состав 2, способ 2; К – кристобалит, Q – кварц, T – тридимит, G – гейлюссит)

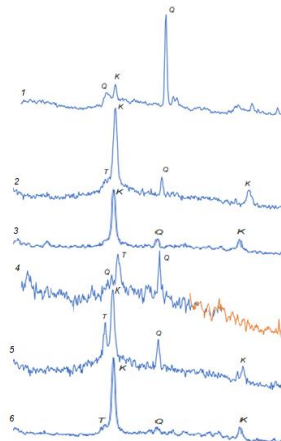


Рис. 4 Данные РФА вспененных гранул (1-состав 1, способ 1 800°C 6 минут; 2 – состав 1, способ 2 800°C 6 минут, 3 – состав 2, способ 2 800°C 6 минут 4- состав 1, способ 1 850°C 6 минут; 5 – состав 1, способ 2 850°C 6 минут, 6 – состав 2, способ 2 850°C 6 минут К – кристобалит, Q – кварц, T – тридимит)

Установлено отличие фазового состава сырьевых гранул в зависимости от способа введения связующего и грануляции шихты. Решающее влияние на процессы вспенивания смеси оказывает способ ее подготовки. Грануляция смеси сухих компонентов улучшает вспенивание композиции (табл. 3).

Таблица 3

Характеристика готовых гранул

| Номер состава и способа | Температура, °С | Коэффициент вспенивания | Средняя плотность, кг/м ³ |
|-------------------------|-----------------|-------------------------|--------------------------------------|
| 1 состав 1 способ | 800 | 1,9 | 400 |
| | 850 | 2,1 | 380 |
| 1 состав 2 способ | 800 | 1,7 | 415 |
| | 850 | 1,95 | 400 |
| 2 состав 2 способ | 800 | 1,3 | 450 |
| | 850 | 1,45 | 420 |

Также, установлено значительное отличие фазового состава вспененного продукта. Основной кристаллической фазой в продукте, полученном по способу 1, является кварц, тогда как, в продукте, полученном по способу 2 – кристобалит.

Установлено влияние режима вспенивания на фазовый состав вспененного продукта. При увеличении температуры и времени выдержки, замечены уменьшение интенсивности пика кварца и увеличение интенсивности пика кристобалита.

Литература

- Белецкий Б.И., Мелконян Г.Р., Мелконян Р.Г. Пеностекло. Теория и практика производства силикатных пеноматериалов // Журнальный вариант учебного пособия РХТУ им. Д. И. Менделеева «Стекло мира». – 2011. – № 1. – С. 32 – 59
- Казьмина О.В. Верещагин В.И., Абияка А.Н. Расширение сырьевой базы для производства пенокристаллических материалов // Строительные материалы. – 2009. – № 7. – С. 54 – 56.
- Бубенков О.А., Кетов А.А., Кетов П.А., Кетов Ю.А., Лобастов С.В. Синтез мелкогранулированного пеностеклянного материала из природного аморфного оксида кремния наноразмерной пористостью // Нанотехнологии в строительстве: научный Интернет-журнал. – www.nanobuild.ru. 2010. – № 4. – С. 19 – 26.

МОДИФИЦИРОВАНИЕ АНИОНИТА ЛИМОННОЙ КИСЛОТЫ ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОЙ СОРБЦИИ

Н.С. Мурзакасымова¹, Э.А. Камбарова¹, Н.А. Бектенов²

Научный руководитель – профессор М.А. Гавриленко¹

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

² *Казахский национальный педагогический университет имени Абая, г. Алматы, Казахстан*

Актуальность. Синтез новых высокопроницаемых сшитых анионитов и исследование их состава, структуры химическими и физическими методами, споследующим применением их в гидрометаллургии благородных и редких металлов.

Цель: Повышение эффективности извлечения ионов меди (II) из водных растворов.

Объекты: Анионит марки АВ-17-8, модифицированный анионит (АВ-17-8 : $C_6H_8O_7$)

Введение. Медь является важным металлом в питании и широко распространена в природе [13]. Кроме того, медь является важным микроэлементом для жизни человека, она встречается в большинстве поверхностных и подземных вод. Всемирная организация здравоохранения (ВОЗ) рекомендует, что допустимое минимальное потребление должно составлять около 1,3 мг / день [18]. Медь играет решающую роль в функционировании органов и обмене веществ у человека [3, 15], и она является важным микроэлементом, который играет решающую роль в различных биологических процессах, которые необходим для сохранения жизни [14].

Хотя очень небольшое количество меди важно для организма, но превышение концентрации меди в организме человека может быть ядовитым, и вызывает кишечные расстройства, повреждение печени и почек, а также анемию. Растворенная медь (II) считается менее токсичной, чем ртуть, но токсичность выше, чем у кадмия, серебра, свинца и цинка [4]. Соответственно, определение ионов $Cu(II)$ очень важно [20].

Несколько методов, таких как атомно-абсорбционная спектроскопия (ААС) [7, 9, 5] проточно-инжекционный каталитический фотометрический метод [19, 11], дифференциальная импульсная катодная стриппинг-вольтамметрия [16, 6, 10], прямоугольная вольтамперометрия [12], производный потенциометрический стриппинг-анализ [17], атомно-эмиссионная спектроскопия [8], фотолюминесцентная (ФЛ) спектроскопия, динамическое рассеяние света (ДРС) [1] и масс-спектрометрия связанной плазмы [1], были перечислены в литературе для определения концентрации ионов меди. Но, у этих методов есть некоторые недостатки, такие как обширные химические манипуляции, дорогие инструменты, сложные процедуры перед обработкой для образца.

Загрязнение водоемов токсичными тяжелыми металлами стало всемирной экологической проблемой. Химическое осаждение наиболее часто используемый метод удаления тяжелых металлов из сточных вод. Основные альтернативные методы для удаления тяжелых металлов – адсорбция и ионообменные процессы. В последние годы интенсивные исследования были выполнены, чтобы найти недорогие и эффективные сорбционные материалы для удаления тяжелых металлов. В настоящей статье описывается предлагаемый простой спектрофотометрический метод определения концентрации ионов меди.

Результаты эксперимента показали, что модифицированный анионит – АВ-17-8 : $C_6H_8O_7$ особенно эффективен для удаления ионов меди. Сегодня растет интерес к разработке натуральных недорогих синтетических полимеров. Модифицированный анионит АВ-17-8 : $C_6H_8O_7$ можно использовать для этой цели.

Экспериментальная часть

Модифицирование анионита марки АВ-17-8

Термическая обработка анионита проводится при температуре 90°C в течение двух часов в сушильном шкафу до тех пор, пока содержание влаги составит не более 1%. Реактор синтеза состоит из 4-х горловой колба снабженной мешалкой, термометром и обратным холодильником. Модифицирование анионита проводилось следующим образом. После термообработки анионит активируют концентрированной лимонной кислотой (96 %). Синтез композиции: анионит: лимонная кислота, проводили при разных температурах: 60, 90, 100, 120, 150, 180°C. При соотношении твердой и жидкой фаз: АВ-17-8: $C_6H_8O_7$ 1) 1:3; 2) 1:2,5; 3) 1:2; 4) 1:1,5; 5) 1:1; 6) 1:0,5. Смесь анионит: лимонная кислота нагревали при разных температурах в течение 30 мин; 1; 2; 3; 4; 6 часов.

Реактивы, растворы, материалы

В работе использованы реактивы $CuSO_4$, $NaOH$, H_2SO_4 , KH_2PO_4 , NaH_2PO_4 марок х.ч. и ч.д.а. Реагент Пиридилазонафтол – $C_{15}H_{11}N_3O$ (ПАН) использовали в виде растворе 0,0240 г в 50мл C_2H_5OH . Исходные растворы солей готовили по точной навеске, растворы меньших концентраций – последовательным разбавлением исходных. При приготовлении рабочих растворов исследуемого иона Cu^{2+} с необходимой концентрацией разбавляли Государственный стандартный образец (ГСО) (Концентрация – 10 мг / см³) в дистиллированной воде в колбах непосредственно перед использованием.

Аппаратура и приборы

В работе использовали мульти-ротатор MultiBioRS -24 (фирма Биосан). Регистрировали спектр на спектрофотометре SHIMADZU UV-1800 (фирма Япония). Определение приводилось при максимуме оптической плотности 550 нм кюветках толщиной слоя 1 см.

Сорбция Cu^{2+} анионитом марки-АВ-17-8 : $C_6H_8O_7$.

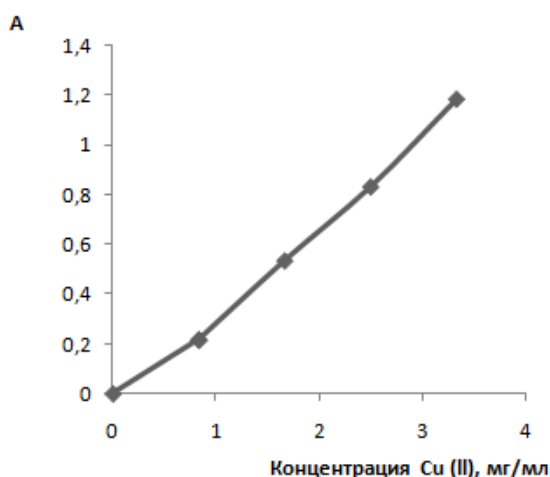


Рисунок. Градуировочная зависимость для определения Cu^{2+} в водном растворе

Для исследования сорбции ионов Cu^{2+} анионитом АВ-17-8 и его модифицированной формой АВ-17-8 : $\text{C}_6\text{H}_8\text{O}_7$ от рН среды и времени, в пробирки вносили стандартный раствор Cu^{2+} объемом 0,5 мл, по 1,5 мл фосфатного буферного раствора KH_2PO_4 и 1 мл ПАН в качестве индикатора. Смесь доводили дистиллированной водой до 3 мл. Градуировочная зависимость в указанных условиях сорбции Cu^{2+} представлена на рисунке.

Общий объем раствора 3 мл. Градуировка: Условия: Val (Cu) + 1мл ($1 \cdot 10^{-3}$ М) + V H_2O = 2 мл - Val (Cu) (Вобщ.=3мл)

Разработан новый модифицированный сорбент АВ-17-8 : $\text{C}_6\text{H}_8\text{O}_7$ с сорбционной способностью по отношению к ионам Cu^{2+} . Выбраны оптимальные условия: температура, рН, время сорбции ионов Cu^{2+} модифицированным сорбентом. Установлено, что сорбент на основе анионита марки АВ-17-8, модифицированного концентрированной лимонной кислотой обладает высокой эффективностью очистки модельных вод от ионов меди, что позволяет рекомендовать его в качестве сорбционного материала для очистки сточных вод.

Литература

- Contino A., Maccarrone G., Zimbone M., Reitano R. Tyrosine capped silver nanoparticles: a new fluorescent sensor for the quantitative determination of copper (II) and cobalt (II) ions, J. Colloid Interface Sci. 462. – 2016. – P.216 – 222.
- Dai B., Cao M., Fang G., Liu B. Schiff base-chitosan grafted multiwalled carbon nanotubes as a novel solid-phase extraction adsorbent for determination of heavy metal by ICP-MS, J. Hazard. Mater. 219 – 220.–2012. – P.103 – 110.
- Freemantle M.H., Chemistry in Action, Macmillan Education Ltd, London. – 1989. - P. 884.
- Florence T.M., Batley G.E., Determination of the chemical forms of trace metals in natural waters, with special reference to copper, lead, cadmium and zinc, Trace metals in natural waters. Talanta 24. – 1977. – P.151 – 158.
- Fathi S.A.M., Yaftian M.R., Enrichment of trace amounts of copper (II) ions in water samples using octadecyl silica disks modified by a Schiff base ionophore prior to flame atomic absorption spectrometric determination, J. Hazard. Mater. 164. - 2009. -P. 133 – 137.
- Feier B., Băjan I., Fizeşan I., Floner D., Cristea C. Highly selective electrochemical detection of copper (II) using N,N'-bis(acetylacetonate)- ethylenediimine as a receptor, Int. J. Electrochem. Sci. 10. – 2015. – P.121 – 139.
- Ghanemi K., Nikpour Y. Sulfur-nanoparticle-based method for separation and preconcentration of some heavy metals in marine samples prior to flame atomic absorption spectrometry determination, Department of Marine Chemistry, Faculty of Marine Science, Khorramshahr Marine Science and Technology University, Talanta 85. – 2011. –P. 763 – 769.
- Li W., Simmons P., Shrader D., Dai S.Y. Anal. Sci. Microwave plasmaatomic emission spectroscopy as a tool for the determination of copper, iron, manganese and zinc in animal feed and fertilizer, Talanta 112. – 2013. –P. 43 – 48.
- Mahmoud M.E., Kenawy I.M.M., Hafez M.A.H., Lashein R.R., Removal, preconcentration and determination of trace heavy metal ions in water samples by AAS via chemically modified silica gel N-(1-carboxy-6-hydroxy) benzylidenepropyl-amine ion exchanger Desalination 250. – 2010. – P.62 – 70.
- Nezhadali A., Sadeghzadeh S., Optimization of stripping voltammetric sensor by mixture design-artificial neural network-genetic algorithm for determination of trace copper(II) based on iodoquinol-carbon nanotube modified carbon paste electrode, Sensors Actuators B Chem. 224. – 2016. – P. 134 – 142.
- Ohno S., Tanaka M., Teshima N., Sakai T., Successive determination of copper and iron by a flow injection-catalytic photometric method using a serial flow cell, Anal. Sci. 20. – 2004. – P.171 – 175.
- Oztekin Y., Yazicigil Z., Ramanaviciene A., Ramanavicius A., Square wave voltammetry based on determination of copper (II) ions by polylyuteolin- and polykaempferol- modified electrodes, Talanta 85. - 2011. – P. 1020 – 1027.
- Richter P., Toral M.I., Tapia A.E., Fuenzalida E. Flow injection photometric determination of zinc and copper with zincon based on the variation of the stability of the complexes with pH, Analyst 122. – 1997. – P. 1045 – 1048.
- Romăna D.L. de, Olivares M., Uauy R., Araya M. Risks and benefits of copper in light of new insights of copper homeostasis, J. Trace Elem. Med. Biol. 25. - 2011. - P. 3 – 13.
- Sorensen E.B.M., Metal Poisoning in Fish, CRC Press, Boston, MA. - 1991. - P. 384.
- Salvo F., La Pera L., Di Bella G., Nicotina M., Dugo G. Influence of different mineral and organic pesticide treatments on Cd(II), Cu(II), Pb(II), and Zn(II) contents determined by derivative potentiometric stripping analysis in italian white and red wines, J. Agric. Food Chem. 51. - 2003. – P.1090 – 1094.
- Scarano G., Morelli E., Seritti A., Zirino A. Determination of copper in seawater by anodic stripping voltammetry using ethylenediamine, Anal. Chem. 62. – 1990. – P.943 – 948.
- WHO/FAO/IAEA, Trace Elements in Human Nutrition and Health, World Health Organization, Geneva. - 1996. – P. 61.
- Wei J., Teshima N., Ohno S. Catalytic flow-injection determination of subppbcopper(II) using the redox reaction of cysteine with iron(III) in the presence of 2,4,6-Tris(2-pyridyl)-1,3,5-triazine, Anal. Sci. 19 – 2003. – P. 731–735.
- Yamini Y., Tamaddon A., Solid-phase extraction and spectrophotometric determination of trace amounts of copper in water samples, Talanta 49. – 1999. – P.119 – 124.

**ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ ЗОЛОШЛАКОВЫХ МАТЕРИАЛОВ
С ЦЕЛЬЮ ПОЛУЧЕНИЯ ОКСИДА КРЕМНИЯ**

Д.А. Муханов

Научный руководитель – доцент Д.А. Горлушко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Сегодня энергетика наносит существенный вред окружающей среде. Различные типы электростанций – неотъемлемая часть современной энергетики. В России к настоящему времени насчитывается 172 крупные угольные электростанции. На них сжигается в год около 123 млн т твердого топлива. Годовой выход золошлаковых отходов (ЗШО) в России составляет 30 млн т. В золоотвалах накоплено примерно 1,8 млрд т ЗШО. Несмотря на очевидную рентабельность от использования, всего 10% ЗШО идет в производство [1].

Целью работы явилось исследование свойств ЗШО для дальнейшего получения из них оксида кремния.

Классификация топливных отходов от сжигания твердого топлива по M_o – модулю основности, выраженного отношением $(CaO + MgO) / (SiO_2 + Al_2O_3)$ [2]:

- Активные ($M_o = 0,5-2,8$);
- Скрыто активные ($M_o =$ не более 0,5);
- Инертные ($M_o < 0,1$).

Объектом исследования явилось ЗШО Северской ТЭЦ.

1. С помощью растрового электронного микроскопа JSM – 6000 получены микроснимки ЗШО. Исследование проводилось при следующих параметрах: напряжение – 15 кВ; ток – 1 нА. Размер частиц определен с помощью микрометра, встроенного в микроскоп. Форма частиц определена исходя из полученного микроснимка. В ходе исследования были получены следующие характеристики ЗШО (рис. 1):

Размер частиц: 3,01 – 84,0 мкм.

Форма частиц: пласти, сферы.

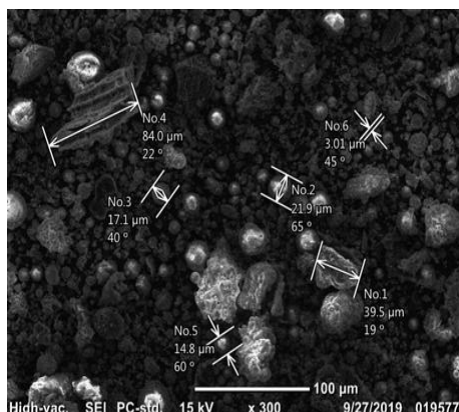


Рис. 1. Электронный микроснимок золы Северской ТЭЦ

2. Определен химический состав ЗШО методом энергодисперсионной рентгеновской спектроскопией. Прибор для проведения анализа: ДРОН ЗМ; скорость сканирования – 4 град./мин.; угол скольжения пучка рентгеновских лучей – 2Θ. Результаты приведены в таблице 1.

Таблица 1

Химический состав ЗШО Северской ТЭЦ

| Сырье | Содержание оксидов, мас. % | | | | | | |
|-------|----------------------------|--------------------------------|--------------------------------|------|------|------------------|-------------------|
| | SiO ₂ | Al ₂ O ₃ | Fe ₂ O ₃ | CaO | MgO | K ₂ O | Na ₂ O |
| зола | 59,33 | 20,37 | 4,83 | 2,31 | 1,45 | 2,44 | 0,56 |

Исходя из химического состава ЗШО (таблица 1) были сделаны следующие выводы:

$M_o = 0,04 < 0,1$ – ЗШО кислый, низкокальциевый, инертен. Обладает пуццолановыми свойствами.

3. С помощью рентгенофазового анализа была построена рентгеновская дифрактограмма ЗШО (рис. 2).

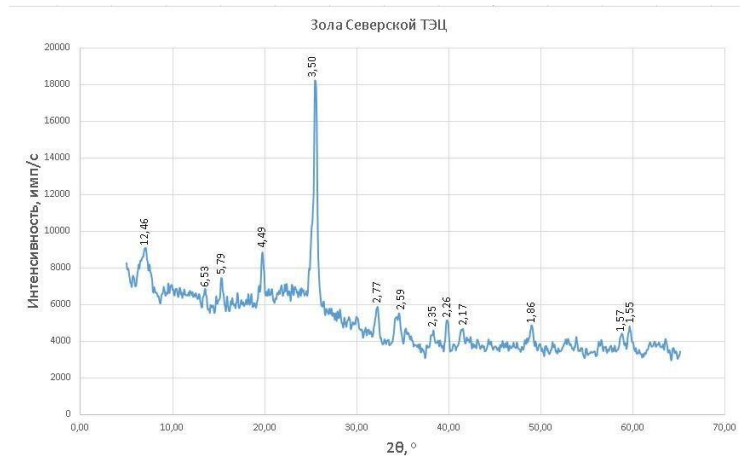


Рис. 2. Рентгеновская диффрактограмма золы Северской ТЭЦ

Прибор для проведения анализа: ДРОН ЗМ; скорость сканирования – 4град./мин; угол скольжения пучка рентгеновских лучей – 2θ град. По диффрактограмме определены угол и интенсивность пиков. С помощью уравнения Вульфа – Бреггов рассчитано межплоскостное расстояние и определены минералы. Результаты исследования приведены в таблице 2.

Таблица 2

Результаты расшифровки рентгеновской диффрактограммы ЗШО Северской ТЭЦ

| № рефлекса | 2θ, ° | Интенсивность абсолютная, имп/с | Межплоскостное расстояние, Å | Минерал |
|------------|-------|---------------------------------|------------------------------|--|
| 1 | 7,09 | 9095 | 12,46 | Биотит |
| 3 | 15,30 | 7446 | 5,79 | Ca(Mg, Al, Fe)Si ₂ O ₆ |
| 4 | 19,75 | 8847 | 4,49 | Альфа-кварц |
| 5 | 25,45 | 18247 | 3,50 | Гипс |
| 6 | 32,27 | 5855 | 2,77 | Магнезит |
| 7 | 34,57 | 5511 | 2,59 | Магнетит, гематит |
| 8 | 38,33 | 4578 | 2,35 | Ортоклаз |
| 9 | 39,79 | 5127 | 2,26 | Биотит |
| 10 | 41,53 | 4662 | 2,17 | Гипс, биотит |
| 11 | 48,97 | 4855 | 1,86 | Гипс |

Проработка литературы по теме исследования показала, что эффективность выщелачивания зависит от фазового состава ЗШО. Полному выделению аморфной фазы SiO₂ (альфа – кварца) способствует гидрощелочная и кислотная обработка [3]. Растворы, используемые для гидрощелочной обработки: NaOH, Na₂CO₃, NaHCO₃, NH₄OH. Растворы минеральных кислот для кислотной обработки: H₂SO₄, HCl, HNO₃. Оптимальные условия для выделения аморфной фазы при гидрощелочной обработке: t = 85 °C; T = 2,5 ч; C_щ = 200 г/л). Оптимальные условия для выделения аморфной фазы при кислотной обработке: t = 105 °C; T = 2 ч; C_к = 6 М.

В результате исследования определен химический состав, фазовый состав и характеристики ЗШО Северской ТЭЦ. Исходя из химического состава ЗШО выяснено, что преобладающим компонентом является SiO₂ (59, 33 мас. %). Рассмотрены кислотный и щелочной способы извлечения оксида кремния для дальнейшего его использования в качестве усиливающего наполнителя полимерных материалов в резинотехнической, химической и других отраслях промышленности.

Литература

1. Анализ состояния и перспективы использования золошлаковых отходов тепловых электростанций / В.Я. Путилов, К.П. Борисов, Б.Я. Вишня, В.М. Микушевич // Энергетик. – 1997. – № 9. – С. 12 – 13.
2. ГОСТ Р 25818-2017. Золо-уноса тепловых электростанций для бетонов. Технические условия. – М.: Стандартинформ, 2017. – 30с. – Государственные стандарты.
3. Классификация золошлаковых отходов (ЗШО) ТЭС / И.А. Чуйченко // Наука сегодня: Глобальные вызовы и механизмы развития. – 2018. – №2. – С. 65 – 66.

**АНДЕЗИБАЗАЛЬТОВОЕ ВОЛОКНО НА ОСНОВЕ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВЫХ И
ВТОРИЧНЫХ РЕСУРСОВ**

Ш.М. Ниязова, Ф.Г. Хомидов, А.А. Эминов

Научный руководитель – профессор З.Р. Кадырова

Институт общей и неорганической химии АН Республика Узбекистан, г. Ташкент, Узбекистан

В настоящее время в нашей стране придается огромное значение проблеме создания и внедрения новых технологий по выпуску энергосберегающих и импортозамещающих видов продукции. Такие инновационные производства обеспечивают рациональное и комплексное использование природных ресурсов, что является одним из наиболее важных аспектов экономической и хозяйственной политики нашего государства. В связи с этим, одним из путей скорейшего решения проблемы является разработка и освоение эффективной технологии производства волокон на основе сырьевых ресурсов Узбекистана, обладающих комплексом высоких физико-химических и эксплуатационных свойств.

Целью данного исследования является определение пригодности и комплексное исследование природного сырья и вторичных ресурсов для получения расплава волокна с низкой температурой плавления и высокими технологическими свойствами. В качестве объектов исследования выбраны магматическая порода, в частности андезибазальт Карахтайского месторождения, доломит Гулмамасайского месторождения и отход Узбекского металлургического комбината, химические составы которых приведены в табл. 1. При выполнении экспериментов использованы современные методы физико-химического анализа.

В данной работе представлены результаты комплексных физико-химических исследований сырьевых компонентов с целью получения высококачественных волокон.

Для определения фазового состава исследуемых андезибазальта и доломита, а также металлургического шлака, нами использован рентгенографический метод. Дифракционные картины были получены по методу порошка на установке Bruker AXS D8-Focus, ДРОН-4,0 на CuK_α - и CoK_α - излучении, Ni-фильтром. Съемка рентгенограммы осуществлялась в основном при скорости 2 град/мин. На полученных рентгенограммах андезибазальта наблюдаются присутствие дифракционных максимумов, соответствующие минералам, кварца ($d = 0,424; 0,334; 0,245; 0,228; 0,223; 0,212; 0,197; 0,181; 0,167; 0,154; 0,137$ нм); хлорита ($d = 1,421; 0,710; 0,586; 0,473; 0,424; 0,385; 0,376; 0,366; 0,354; 0,334; 0,298; 0,284; 0,256; 0,228; 0,212; 0,197; 0,181; 0,167; 0,154; 0,137$ нм); альбита ($d = 0,636; 0,402; 0,385; 0,298; 0,284; 0,276; 0,254; 0,252; 0,245; 0,238; 0,228; 0,223; 0,212; 0,197; 0,181; 0,177; 0,154$ нм); и в незначительном количестве кальцита ($d = 0,385; 0,302; 0,284$ нм) [1].

Таблица 1

Результаты химического анализа сырьевых компонентов

| Наименование сырья | Содержание оксидов в мас. % | | | | | | | | ППП, мас. % |
|----------------------------|-----------------------------|--------------------------------|--------------------------------|------|-------|-------|--------------------------------------|-----------------|-------------|
| | SiO ₂ | Al ₂ O ₃ | Fe ₂ O ₃ | FeO | CaO | MgO | Na ₂ O + K ₂ O | SO ₃ | |
| андезибазальт Карахтайский | 58,89 | 16,48 | 5,91 | - | 4,60 | 2,97 | 4,14 | 0,70 | 6,31 |
| доломит Гулмамасайский | 1,80 | 2,11 | 1,61 | - | 30,12 | 17,52 | 1,44 | 0,49 | 45,40 |
| шлак «Узметкомбинат» | 31,81 | 7,18 | 21,39 | 1,67 | 24,87 | 8,25 | 1,03 | 1,36 | 2,44 |

Данные рентгенофазового анализа подтверждают результаты химического анализа о высоком содержании карбонатов кальция и магния в сырье. На рентгенограмме доломита идентифицируются все дифракционные отражения доломита ($d=0,368; 0,288; 0,266; 0,206; 0,201; 0,156$ нм), кварца ($d=0,334; 0,226; 0,222; 0,217; 0,212; 0,222, 0,226$ нм) невысокой интенсивности и отмечаются слабоинтенсивные линии кальцита ($0,332; 0,302; 0,226; 0,212; 0,190$ нм) и глинистых минералов ($0,761; 0,321$ нм).

Результаты рентгенофазового анализа пробы шлаков в основном состоят из минералов оккерманита $2\text{CaO} \cdot \text{MgO} \cdot \text{SiO}_2$ смешанного во всех отношениях с геленитом $2\text{CaO} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot \text{SiO}_2$, образуя серию твердых растворов с присутствием гематита ($d = 0,269; 0,251; 0,184; 0,169; 0,148; 0,130$ нм), а также мелилита с дифракционными максимумами ($d = 0,442; 0,371; 0,306; 0,239; 0,229; 0,177; 0,175; 0,157; 0,154$ нм) и мервинита с дифракционными максимумами ($d = 0,292; 0,284; 0,281; 0,273; 0,274; 0,276; 0,241; 0,226; 0,220; 0,203; 0,190-0,190$ нм) и минерала вюстита с дифракционными линиями ($d = 0,253-0,247; 0,219-0,214; 0,153-0,151$ нм) [4].

Дифференциально-термический анализ исследуемых андезибазальта и доломита, а также металлургического шлака регистрировали на дериватографе системы Паулик-Паулик-Эрдей со скоростью 10 град/мин и навеской 0,130 г при чувствительности гальванометров Т - 1000 °С, ТГ - 200 ДТА - 1/10, ДТФ - 1/10. Затем проводили термический анализ при нормальных атмосферных условиях. Держателям служил платиновый тигель с диаметром 10 мм без крышки. В качестве эталонов использовали Al_2O_3 . Полученные результаты дифференциально-термического анализа проб андезибазальта показали, что на кривой нагревания образца андезибазальта обнаружили четыре эндотермических эффекта при температурах 86, 133, 164, 774 °С, связанные с удалением гигроскопической, абсорбированной и кристаллизационной воды. Появление трех экзотермических эффектов при температурах 360, 487 и 660 °С связано с окислением и выгоранием органических веществ, а также разрушением структуры минерала андезибазальта и перекристаллизацией аморфных продуктов разложения минералов магматической породы. Появление термических эффектов обусловлено уменьшением массы. Общая потеря массы в диапазоне температур 60-900 °С по кривой термогравиметрии составляет 6,93 % [1].

На кривой нагревания образца доломита обнаружены четыре эндотермических эффекта при 150, 310, 410, 890 °С и два экзотермических эффекта при 711 и 770 °С. Первые три эндотермических эффекта протекают в

интервалах температур 70-160, 160-350, 350-522 °С и потери массы составляют 0,77; 1,59; 0,40 %, соответственно.

Последующие два экзотермических эффекта также сопровождаются уменьшением массы. В диапазонах температур 522-742; 742-820 °С убыль массы составляет 3,57 и 6,59 %, соответственно. Характер последнего эндотермического эффекта обусловлен интенсивным разложением карбонатов с образованием оксида кальция и магния. Уменьшение массы в интервале температуры 820-918 °С по кривой ТГ составляет 32,54 %. Общая потеря массы в диапазоне 70-918 °С составляет 46,48 %.

Из литературных данных [1, 2] известно, что предварительную оценку пригодности сырья для выработки минеральных волокон определяют по исходному химическому составу, от которого зависят их модуль кислотности (M_k), модуль вязкости (M_v) и технологические свойства расплава. Показатель модуля вязкости оказывает влияние на весь технологический процесс, начиная от гомогенизации расплава и заканчивая формированием волокна.

В ходе проведения научно-исследовательских работ авторов [1, 6] для получения штапельных и тонких непрерывных волокон могут использоваться породы с модулем кислотности выше 1,2. Известно, что при производстве минеральных ват величина по требованиям ГОСТ 4640-2011 (M_k) сырья или сырьевой композиции не должна превышать 2,0. Однако, модуль кислотности для базальтовых однокомпонентных шихт должен составлять значение больше $< 4,0$, а иногда до 5,5 - 7,0. Наиболее оптимальным для получения волокон считается химический состав, обеспечивающий значение модуля кислотности 3,0–7,0 [3, 5].

Исходя из этого, нами было составлены различные шихтовые составы на основе андезибазальта, доломита и отхода металлургического производств. В табл. 2 приведены содержание основных оксидов в составе шихт исследуемых образцов на основе андезибазальта и их модули кислотности, модули вязкости, а также вязкость при оптимальной температуре.

Разработанные шихтовые составы обжигали в ванной печи при температуре 1350 °С для получения расплава. Из этого расплава непрерывно вытягивали волокно диаметром 3–6 мкм, длиной 2 м. Влияние водной, щелочной и кислотной среды на химическую стойкость изучали на опытных андезибазальтовых волокнах, полученных из разработанных составов в качестве агрессивной среды. Водная среда заметного влияния на свойства опытных образцов не оказывает. Испытания в щелочной среде в 2N NaOH показали потерю веса образцов от 5,3 до 10,8 %. А при испытании в высоко-концентрированном растворе (30 % H_2SO_4) серной кислоты потеря веса испытуемых образцах изменяется от 22,2 до 30,7 %.

Таблица 2

Химические составы и технологические свойства исследуемых образцов

| Наименование образцов | Суммарное содержание основных оксидов в шихтах, % | | | | | | | M_k | M_v | Вязкость, $Lg\eta$ 1350 °С |
|-----------------------|---|--------------------------------|--------------------------------|------|-------|------|--------------------------------------|-------|-------|----------------------------|
| | SiO ₂ | Al ₂ O ₃ | Fe _x O _y | | CaO | MgO | Na ₂ O + K ₂ O | | | |
| | | | Fe ₂ O ₃ | FeO | | | | | | |
| АШД-1 | 58,89 | 16,48 | 5,91 | - | 4,60 | 2,97 | 4,14 | 9,96 | 3,32 | 42,44 |
| АШД-2 | 54,68 | 15,30 | 6,47 | 0,08 | 6,89 | 3,96 | 3,85 | 6,45 | 2,70 | 19,09 |
| АШД-3 | 53,33 | 14,83 | 7,24 | 0,17 | 7,90 | 4,23 | 3,69 | 5,62 | 2,43 | 16,47 |
| АШД-4 | 51,83 | 14,58 | 6,25 | 0,08 | 8,17 | 4,69 | 3,71 | 5,17 | 2,46 | 11,04 |
| АШД-5 | 50,47 | 14,11 | 7,03 | 0,17 | 9,18 | 4,95 | 3,56 | 4,57 | 2,22 | 9,80 |
| АШД-7 | 49,12 | 13,65 | 7,80 | 0,25 | 10,19 | 5,22 | 3,40 | 4,07 | 2,01 | 8,65 |
| АШД-8 | 46,26 | 12,93 | 7,59 | 0,25 | 11,47 | 5,94 | 3,27 | 3,40 | 1,83 | 5,32 |

Хотя при испытании нами было использованы высокие концентрации агрессивных сред, потеря веса в испытуемых опытных образцах находится в пределах допустимого, принятого нормативными документами.

Таким образом, получение андезибазальтового волокна на основе тройной композиции андезибазальт-шлак-доломит АШД-7 показало, что температура плавления сырьевой массы снижается примерно на 100-150 °С при добавлении 20 % металлургического шлака в состав шихты. Вследствие этого достигается экономия энергии и сырьевых ресурсов.

Литература

1. Niyazova Sh.M., Kadyrova Z.R. et al. Chemical and Mineralogical Studies of Magmatic Rocks of Uzbekistan for Obtaining Heat-Insulating Materials // Glass and Ceramics. – 2019. – Vol. 75. – Is. 11 - 12. – P. 491 – 495.
2. Воронкович Е.Л., Папко Л.Ф. Технологические свойства базальтовых расплавов. Сборник материалов IX Всероссийский научно-практ. молодых ученых «Россия молодая». БГТУ: Минск, 2017. – С. 65008.
3. Джигирис Д.Д. Основы производства базальтовых волокон и изделий / Д.Д. Джигирис, М.Ф. Махова. – М.: Теплоэнергетик, 2002. – 412 с.
4. Ниязова Ш. М., Пурханатдинов А. П. Проектирование составов минеральных волокон с использованием магматических пород и металлургического шлака // Проблемы геологии и освоения недр. – 2018. – С. 461-463.
5. Пат. 2540676 Россия МПК С03С 13/02. Способ получения непрерывного волокна на основе базальта. Гутников С.И., Липатов Я.В. [и др.]. Заявлено. 13.02.2013; Опубл. 10.02.2015, Бюл. № 4.
6. Татаринцева О.С., Зимин Д.Е. Особенности плавления горных пород и волокнообразования из расплавов // Ползуновский вестник. – 2006. – № 2. – С.158 – 162.

ПРОБЛЕМА СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ВОД СЕНОМАНСКОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ ЗАВОДНЕНИЯ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

А.К. Омаров

Научный руководитель – профессор О.С. Чернова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Для того чтобы поддерживать пластовое давление на постоянном уровне возможно проведения работ по закачиванию попутной воды. Данная вода должна соответствовать характеристикам, указанным в отраслевом стандарте (ОСТ) 39 -225-88, к ним относятся следующие требования:

- вода, закачиваемая в продуктивный пласт, должна быть совместима с водой и породой пласта, при этом фильтрационная характеристика может быть понижена на 20 %;
- значение рН должно находиться в промежутке между 4,5 до 8,5;
- содержание в воде растворенного кислорода не должно составлять более чем 0,5 мг/л;
- величина набухания глины при закачивании попутной воды не должна превышать значения набухания глины при пластовой воде;
- если пластовые воды в своем составе не содержат сероводород или ионы железа, то в таком случае они не должны быть и в закачиваемой воде;
- в случае если коррозионное воздействие воды на трубы составляет 0,1 мм/год, то тогда необходимо проводить антикоррозионные мероприятия для обеспечения защиты оборудования;
- вода, закачиваемая в пласт, не должна включать в себя сульфатовосстанавливающие бактерии (СВБ). В данном случае при невыполнении условия, требуется проведение обработки бактерицидами;
- в случае заводнения богатыми сероводородом пластов существует вероятность образования сернистого железа, который должен быть удален.

Для проведения анализа на содержание нефтепродуктов и твердых веществ (ТВ), периодичность отбора проб воды осуществляется в соответствии с регламентом.

В соответствие с требованиями ОСТ 39-225-88 допустимое содержание твердых веществ в воде -40 мг/л и нефти- 40 мг/л. Частицы твердых веществ должны быть не крупнее 1 мкм. [2]

В соответствии с правилами разработки нефтяных месторождений необходимо усилить контроль качества закачиваемых вод и приёмности нагнетательных скважин путём проведения обязательного комплекса промышленно-геофизических и гидродинамических исследований. Определение размеров и количества твердых веществ с учетом содержания кислорода входит в контроль качества закачиваемой воды. В соответствии с руководящим документом (РД) 39-1-1155-84 «Основные положения по качеству поверхностных пресных и промышленных вод, применяемых на месторождениях Западной Сибири».

В процессе эксплуатации месторождений характерные признаки добываемых флюидов видоизменяются, это обуславливает индивидуальный подход к решению проблем как в нефтепромысле, так и в управление солеотложением.

Важно учитывать совместимость пластовой воды, попутно добываемой и закачиваемой в систему для поддержания пластового давления (ППД) с использованием сеноманской воды и оценивать возможность вторичного солеобразования в пластовых условиях.

Химический состав отложений в Западной Сибири представлен карбонатом кальция (кальцитом), а также сульфатами и другими солями. Воды, заключенные в отложениях апт – сеноманского комплекса, хлор – кальциевого типа (классификация В. А. Сулина) с минерализацией 16 – 22 г/л. Основными солеобразующими компонентами являются хлор и натрий. Воды характеризуются отсутствием в них сульфатов и карбонатов. Содержание йода в подземных водах колеблется в пределах 9,1 – 15,2 мг/л (в среднем, не превышая 10 мг/л), брома – от 41,0 до 58,0 мг/л. Газ, растворенный в водах комплекса, метанового состава. Экспериментальным путем было выявлено, что при вытеснении посредством сеноманской воды нефти, коэффициенты выше на 6-9%, нежели при вытеснении речной водой.

Опытами по фильтрации различных типов вод через керны продуктивных отложений доказано, что установившиеся значения проницаемости при фильтрации подземных вод вдвое выше, чем при фильтрации речных при одинаковой начальной проницаемости образцов. [1]

Блокирование рабочих органов насоса, а также заклинивание вала насоса происходит в связи с отложениями солей, особенно негативные последствия наблюдаются на внутренней поверхности насосно-компрессорной трубы (НКТ), и на теле корпуса погружного электрического двигателя (ПЭД). Источником отложений может служить падение забойного давления, а это ведет к высвобождению свободного углекислого газа из добываемых флюидов, в том числе и из воды. Это вызывает падение содержания угольной кислоты в смеси ионов, содержащихся в воде, а также увеличение кислотно-щелочного показателя. Вследствие, выпадает кальцит. А также при взаимодействии с нагретым погружным оборудованием добываемый флюид нагревается, и это приводит к осаждению карбоната кальция.

Существуют системы в программах, направленные на моделирование солеотложений при спуске установки в скважину, с учетом характеристик добываемых флюидов. Каждое прогнозирование и моделирование приводит к определению индекса насыщения солеобразующих ионов в воде. Найденный индекс отражает опасность солеотложения.

Крупные нефтяные компании чтобы уменьшить риск солеотложений на месторождениях вводят комплекс организационных и технологических мероприятий, направленных на устранение образования негативных результатов данного явления.

На практике интенсивное солеотложение кальцита фиксировано на жаровых трубах печей нагрева, водоотводах сброса подтоварной воды с аппаратов установки подготовки нефти (УПН) и установки предварительного сброса воды (УПСВ), в резервуарах сбора подтоварной воды очистных сооружений. Умеренное осаждение кальцита отмечается также на центробежных (ЦНС) и на кустовых насосах (КНС), которые закачивают подтоварную воду в систему ППД месторождения.

Водная среда значимо перенасыщена не просто растворимыми солями вследствие конфигурации физико-химических характеристик системы добычи нефти (температуры, давления, выделения газа, сосредоточении осадкообразующих ионов и т.д.). Химический состав промысловых вод каждый день изменяется по мере выработки запасов нефти. Формированию карбонатных отложений (карбоната кальция, железа) содействует понижение давления и наращивание температуры в процессе добычи воды. В процессе осадкообразования



понижение содержания CO_2 в растворе приводит к сокращению сосредоточения угольной кислоты, собственно что наращивает показатель рН раствора, и, как следствие важно понижает растворимость CaCO_3 .

Для проведения исследований сопоставимости подтоварной, сеноманской и пресной вод проведено лабораторное испытание консистенций данных вод во всевозможных соотношениях и изучение их насыщенности солями по термодинамической модели, которая учитывает сложное равновесие в системах вода – газовая фаза, нефть – вода.

Солевая насыщенность кальцитом может быть определена, как при пластовых критериях при разном содержании растворенного CO_2 и температуре 90 °С, так и при поверхностных критериях при температуре 40 °С в попутно-добываемой воде.

Для борьбы с солевыми отложениями существуют различные методы, к ним относятся: технологические, физические, химические и биологические методы.

К технологическим методам относятся:

- Проведение работ по промывке забоя;
- Использование на месторождениях оборудования и труб, покрытых полимерным слоем;
- Увеличение скорости водонефтяного потока в трубах.

Химические методы основаны на использовании ингибиторов.

Использование химических реагентов при вводе в призабойную зону или в общий поток является одним из продуктивных методов, борющихся с солеотложением.

Подбор ингибиторов происходит в лабораторных условиях исходя из особенностей месторождения. Качество проведенных работ по препятствию солеотложению зависит от периодичности обработки скважины и точности технологий подачи ингибиторов.

Ввод ингибиторов происходит по способу:

- постоянного увеличения объема используемого ингибитора при помощи дозировочного насоса;
- повременной закачки ингибитора в затрубное пространство скважины;
- добавления ингибитора солеотложения в случае остановки работы скважины.

Предъявляются определенные требования к ингибиторам, которые различны по своим физико-химическим свойствам, формой реагентов, применяемые либо в летнее, либо в зимнее время.

Существуют технологии по применению ингибиторов: одна из которых является непрерывная дозировка в затрубное пространство скважин, а другая периодическая заправка в призабойную зону пласта.

Физические методы

Применяются следующие профилактические средства на основе высокообводненной продукции, где обводненность составляет более 60%, посредством магнитных, акустических и электрических полей.

Можно отметить, что из физических методов по борьбе с отложением солей рекомендованы магнитоактиваторы (МАС), они могут быть установлены на башмаке НКТ при фонтанном способе добычи, а также на установках штанговых скважинных насосов (УШСН) и на установках электроприводного центробежного насоса (УЭЦН), где скорость отложения солей уменьшается в 2 – 3 раза.

Литература

1. Гидрогеология СССР. Том XVI. Западно-Сибирская равнина. Под ред. В.А. Нуднера, М., Недра, 1970 г.
2. Министерство нефтяной промышленности СССР, 28.03.1988.

ПРОИЗВОДСТВО ТАМПОНАЖНОГО ПОРТЛАНДЦЕМЕНТА

Н.Ю. Пахомова

Научный руководитель – доцент Н.А. Митина

Национальный исследовательский Томский политехнический Университет, г. Томск, Россия

В строительстве ряда сооружений, преимущественно подземных, при инженерно-геологических работах часто возникает необходимость заполнения твердым материалом пустот, недоступных для непосредственной заделки, закладки, засыпки. Если в такие пустоты можно закачать жидкость, то их можно заполнить затвердевающими жидкостями с помощью особого технологического процесса — тампонирования. По мере специализации строительных работ в различных отраслях этот процесс получил название — тампонирование или цементирование. Тампонирование скважины имеет ряд преимуществ: технологическая простота, удобство применения и высокая надёжность способа. Существует много составов тампонажных материалов и их видов в соответствии с широкой областью применения. Они наиболее широко используются при капитальном ремонте скважин, в строительстве глубоких исследовательских, нефтяных и газовых скважин.

В пористых горных породах, насыщенных агрессивными подпочвенными водами, при тампонировании скважины возникают следующие процессы: в порах цементного камня под воздействием кислоты, хлоридов и высокой температуры происходит растворение цементного камня, образуются катионоактивные и анионоактивные соли.

В итоге, практически единственной мерой защиты является использование тампонажных растворов, приготовленных на основании цементов, обладающих такой характеристикой как сульфатостойкость и коррозионностойкость. [4]

В скважинах многих нефтяных районов пластовые воды оказывают на цемент сильное корродирующее действие, цементный раствор поглощается трещиноватыми или дренированными пластами. Для цементирования скважины в таких условиях необходимы цементные растворы с плотностью, превышающей плотность промывочного глинистого раствора.

Применение тампонажных цементов в нефтегазовой отрасли является одним из этапов индустриализации нефтегазовых месторождений Ямало-Ненецкого, Ханты-Мансийского автономных округов, Оренбургской, Самарской областей и Удмуртской Республики. Тампонажный цемент бездобавочного ПЦТ I-G-CC-1 использовался в пределах Дальневосточного федерального округа – например, компанией «Газпром» при разведочном бурении на шельфе Камчатки. [2]

В связи с ростом спроса на отечественном рынке специальных цементов, освоение производства портландцемента ПЦТ I-G-CC-1 ГОСТ 1581-96 на основе портландцементного клинкера тампонажного состава в условиях ООО «Топкинский цемент» является актуальной задачей.

Целью работы является получение тампонажного портландцемента бездобавочного ПЦТ I-G-CC-1 на основе портландцементного клинкера тампонажного состава в производственных условиях.

В связи с поставленной целью необходимо решить следующих задачи:

1. Получить клинкер с набором основных кристаллических фаз соответствующего состава для получения портландцемента ПЦТ I-G-CC-1;
2. Установить влияние отдельных компонентов в сырьевой смеси на формирование необходимых кристаллических фаз и подобрать оптимального состава сырьевого шлама для получения клинкера тампонажного;
3. Определить основных характеристик полученного портландцемента ПЦТ I-G-CC-1.

Цемент ПЦТ I-G-CC-1 обладает высокой коррозионной стойкостью в течение всего срока службы. Главным назначением этого портландцемента является тампонирование газовых и нефтяных скважин. Слои бетона на основе таких цементов защищает металл от коррозионных и агрессивных воздействий. В отличие от обычного бетона в тампонажные смеси не вводится песок или какой-либо крупный наполнитель, снижающий их текучесть.

Портландцемент тампонажный бездобавочный высокой сульфатостойкости ПЦТ I-G-CC-1 ГОСТ 1581-96 получают совместным помолом клинкера нормированного состава с регулятором сроков схватывания (гипсом и камнем гипсоангидритовым).

Для изолирования газовых и нефтяных скважин используются тампонажные цементы. Тампонирование защищает скважину от действия подземных вод, увеличивает срок эксплуатации скважины и межремонтный период. В скважинах создаются специфические условия службы цемента (повышение температуры и давления по мере углубления скважины, воздействия на цементный камень агрессивных пластовых вод, возможное обезвоживание и другие условия). Исходя из условий эксплуатации цемента, определяются требования к качеству тампонажного цемента высокой сульфатостойкости:

- - необходимость продавливания цементного раствора в затрубное пространство скважины требует от смеси обладание достаточной текучестью;
- - для закачки цементного раствора и вытеснения в затрубное пространство при определенных давлении температуре в течение всего времени смесь должна оставаться подвижной;
- - цементный раствор должен сохранять прочность после закачки в скважину. Прочность должна соответствовать требуемым параметрам;
- - в начальный период твердения цементный камень должен обладать определенной консистенцией. [5]

По совокупности всех факторов, влияющих на свойства портландцемента тампонажного высокой сульфатостойкости, и с учётом специфики его применения к портландцементу ПЦТ I-G-CC-1, предъявляются требования, обозначенные в таблице 1. [2]

Таблица 1

Физико-механические свойства тампонажного цемента ПЦТ I-G-CC-1 по ГОСТ 1581-96

| Наименование показателя | ПЦТ I-G-CC-1 |
|--|--------------|
| Водоцементное отношение | 0,44 |
| Водоотделение, мл | ≤ 3,5 |
| Прочность при сжатии (через 8 ч твердения), МПа | |
| - при температуре 38°C | ≥ 2,1 |
| - при температуре 60°C | ≥ 10,3 |
| Начальная консистенция цементного теста через 15-30 мин режима испытания, Вс | ≤ 30 |
| Время загустевания до консистенции 100 Вс, мин | ≥ 90, ≤ 120 |

Время загустевания цементного раствора – это время, в течение которого цементный раствор может прокачиваться в затрубное пространство. Оно определяется в лаборатории для конкретного цемента и равно времени жидкого состояния раствора, которое служит критерием сравнения различных цементов. Таким образом, основным показателем времени загустевания является вязкость.

В общей сложности 2 часа достаточно для того, чтобы завершить все операции по цементированию. Общая продолжительность операции цементирования не должна превышать 75 % от времени начала загустевания цементного раствора. Необходимо помнить, что в процессе закачки цементного раствора, возможно, его загрязнение буровым раствором, пластовыми флюидами. Это может значительно отразиться на параметрах цементного раствора, в частности на его вязкости. А это в свою очередь повлияет на прокачиваемость смеси. [1]

На время загустевания значительно влияют условия скважины. В лаборатории предварительно тестируют цементный раствор, моделируя условия цементирования скважины. При прохождении контроля применяют такие механизмы как увеличение давления, водоотдачи или температуры, сокращают время загустевания.

Меньшее количество воды затворения: 44 % (против 50 % по ГОСТ 1581) при сохранении необходимой подвижности цементного раствора (260 - 270 мм), что снижает пористость, газо- и водопроницаемость цементного камня, повышает его прочностные показатели, коррозионную стойкость в различных средах.

Результаты определения физико-механических свойств полученного тампонажного портландцемента ПЦТ I-G-CC-1, показали, что полученный тампонажный материал обеспечит надежное цементирование, продолжительный срок службы скважин, меньший объем ремонтного цементирования. Применение портландцемента ПЦТ I-G-CC-1 при цементировании продуктивных горизонтов нефтяных скважин позволит повысить качество крепления скважин.

Литература

1. Агазов Ф.А. Химия тампонажных и промывочных растворов: учеб. пособие / Ф.А. Агазов, Б.С. Измухамбетов, Э.Ф. Токунова. – СПб.: ООО «Недра», 2011. – 268 с.
2. ГОСТ 1581 – 96. Портландцементы тампонажные. – Взамен ГОСТ 1581-91; ВВед. с 01.10.1998. – Москва: МНТКС, 1998. – 10 с.
3. Гуськов И.В. Преимущества и особенности применения цемента ПЦТ I-G-CC-1 / И.В. Гуськов, Р.И. Катеев, И.М. Зарипов, А.А. Исмагилов, Д.В. Данилушкина // Бурение и нефть. – 2010. – № 10. – С. 49 – 53.
4. Доровских И.В. Совершенствование технологических свойств коррозионностойких тампонажных растворов с целью увеличения межремонтного периода работы нефтяных и газовых скважин / И.В. Доровских, В.В. Живаева // Бурение и нефть. – Москва, 2009. – № 11. – С. 44 – 46.
5. Исмагилова Э.Р. Разработка добавок в «самозалечивающие» цементы для восстановления герметичности цементного кольца нефтяных и газовых скважин / Э.Р. Исмагилова, Ф.А. Агазов // Бурение и нефть. – Москва, 2016. – № 5. – С. 36 – 40.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ УТЯЖЕЛИТЕЛЕЙ В ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРАХ

А.Е. Попова, В.В. Кабанова

Научный руководитель – профессор О.В. Казьмина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При цементировании нефтяных и буровых скважин с использованием буровых растворов плотностью 1,9 г/см³ и выше применяют утяжеленные цементные растворы. Для утяжеления цементных растворов к цементу добавляют порошкообразный утяжелитель. Свойства тампонажных растворов с утяжелителем, согласно требованиям ГОСТ 1581-96, приведены в таблице 1.

Таблица 1

Требования к физико-механическим показателям тампонажного раствора с утяжелителем (ГОСТ 1581-96)

| Марка цемента | Температура испытания, °С | Давление, МПа | Плотность, г/см ³ | Время загустевания до консистенции 30 ВС, мин, не менее | Водоотделение, мл, не более | Прочность при изгибе, через 2 сут, МПа, не менее |
|---------------|---------------------------|---------------|------------------------------|---|-----------------------------|--|
| ПЦТ Ш-Ут0 | 75±3 | 0,1 | 2,0 ± 0,04 | 90 | 10 | 2,0 |
| ПЦТ Ш-Ут1 | 75±3 | 0,1 | 2,1 ± 0,04 | 90 | 10 | 2,0 |
| ПЦТ Ш-Ут2 | 75±3 | 0,1 | 2,2 ± 0,04 | 90 | 10 | 2,0 |

В зависимости от количества, гранулометрического состава и влагоемкости утяжелителя плотность тампонажного раствора можно регулировать в широких пределах. В таблице 2 приведены физические свойства некоторых утяжелителей, плотность которых находится в пределах от 4 до 7 г/см³. Некоторые утяжелители могут иметь еще более высокие значения плотности, например, феррофосфор – 7,69 г/см³ [3]. В данной работе в качестве утяжелителя рассмотрен продукт, полученный путем выделения тонущей алюмосиликатной микросферы из золошлаковой пульпы.

Таблица 2

Некоторые физические свойства утяжелителей

| Свойство | Утяжелитель | | | |
|---|-----------------|---------|----------|--------------|
| | пиритные огарки | гематит | магнетит | ферросилиций |
| Плотность, г/см ³ | 4,29 | 4,35 | 4,52 | 6,52 |
| Средняя плотность, г/см ³ : рыхлого уплотненного | 1,87 | 1,89 | 2,39 | 2,12 |
| | 2,26 | 2,32 | 2,81 | 2,09 |
| Максимальный размер зерен, мм | 0,15 | 0,20 | 0,30 | 0,15 |

Качество утяжелителя цементных растворов оценивают по таким показателям, как удельная поверхность, плотность, отсутствие водопотребных добавок и гранулометрический состав. Для получения цементных растворов высокой плотности недостаточно иметь утяжеляющий материал высокой плотности, необходимо, чтобы он имел вполне определенную удельную поверхность и был чист. Наличие в составе утяжелителя посторонних примесей, как правило, требует введения в раствор излишнего количества воды. Для снижения количества воды с целью повышения плотности в раствор дополнительно вводят пластификатор [1].

Кроме того, плотность раствора при использовании одного и того же утяжелителя можно повысить в результате более грубого его помола, так как в этом случае на его смачивание требуется меньше воды. Часто крупнозернистый утяжелитель меньшей плотности обеспечивает возможность получения раствора с более высокой плотностью, чем тонкоизмельченный утяжелитель повышенной плотности. В таблице 3 приведены характеристики рассматриваемого утяжелителя, выделенного из золошлаковых отходов ТЭЦ г. Северска.

Таблица 3

Физические характеристики магнетитового утяжелителя

| Показатель | Размерность | Нормативные требования | Результаты испытаний |
|--|-------------------|------------------------|----------------------|
| Массовая доля общего железа | % | 30-47 | 32,4 |
| Насыпная плотность | кг/м ³ | 1800-1920 | 1870 |
| Крупность, не более | мм | 0,5 | соответствует |
| Содержание магнитной фракции, не менее | % | 90 | 92,6 |
| Массовая доля влаги, не более | % | 10,5 | 0,7 |

В таблице 4 приведены экспериментальные данные по влиянию утяжелителя на свойства тампонажного раствора и цементного камня в возрасте 2 суток. При оценке качества величина водоцементного отношения (далее В/Ц отношения) для ПЦТ 1-G-СС-1 строго регламентирована ГОСТ 1581-96 и равна 0,44. Для приготовления утяжеленных тампонажных материалов данная величина была уменьшена до 0,32 и 0,4. Содержание добавки магнетитового утяжелителя варьировалось от 50 до 70 процентов от общей массы смеси.

Таблица 4

Свойства цементного раствора при введении утяжелителя

| Состав тампонажного раствора | | | Заданные параметры для проведения испытаний | | | Результаты испытаний | | | | |
|------------------------------|------------------|---------|---|---------------|---------------|------------------------------|-------------------|---|-------------------|--|
| марка цемента | добавки | % ввода | Температура испытания, °С | Давление, МПа | В/Ц отношение | Плотность, г/см ³ | Растекаемость, мм | Время загустевания до консистенции 30 ВС, мин | Водоотделение, мл | Прочность при изгибе, через 2 сут, МПа |
| ПЦТ Ут1 | III-ПЦТ 1-G-СС-1 | 50 | 75±3 | 0,1 | 0,32 | 2,10 | 250 | 120 | 8,0 | 3,75 |
| | магнетит | 50 | | | | | | | | |
| ПЦТ Ут0 | III-ПЦТ 1-G-СС-1 | 50 | 75±3 | 0,1 | 0,4 | 2,006 | 250 | 140 | 8,5 | 3,2 |
| | магнетит | 50 | | | | | | | | |
| ПЦТ Ут1 | III-ПЦТ 1-G-СС-1 | 40 | 75±3 | 0,1 | 0,32 | 2,15 | 250 | 120 | 9,0 | 3,7 |
| | магнетит | 60 | | | | | | | | |
| ПЦТ Ут0 | III-ПЦТ 1-G-СС-1 | 40 | 75±3 | 0,1 | 0,4 | 2,06 | 250 | 210 | 10 | 2,9 |
| | магнетит | 60 | | | | | | | | |
| ПЦТ Ут2 | III-ПЦТ 1-G-СС-1 | 30 | 75±3 | 0,1 | 0,3 | 2,2 | 320 | более 360 | 18 | 1,9 |
| | магнетит | 70 | | | | | | | | |

Анализ полученных результатов свидетельствует о том, что утяжелитель достаточно инертный материал, отрицательно не влияющий на такие параметры как: растекаемость и время загустевания. Стоит отметить, что все рецептуры с использованием данного утяжелителя обладают достаточно длительным временем загустевания, что позволяет использовать данные тампонажные материалы при умеренных и средних температурах без пролонгирующих добавок (НТФ, пластификаторы), снижающих прочностные характеристики цементного камня в процессе твердения.

Таким образом, установлен максимальный процент добавки утяжелителя, при котором плотность тампонажного материала соответствует требованиям ГОСТ 1581-96 и отвечает марке ПЦТ III-Ут1: 60 % магнетитового утяжелителя к 40 % ПЦТ 1-G-СС-1 при В/Ц = 0,32. При содержании утяжелителя в количестве 70 % (максимально допустимое содержание минеральных добавок по ГОСТ для утяжеленных тампонажных материалов) и максимально пониженном В/Ц соотношении – 0,3, плотность материала составляет 2,2 г/см³, что соответствует марке ПЦТ III-Ут2 [2]. Полученный цементный раствор марки ПЦТ III-Ут2 имеет недостаточную седиментационную устойчивость, что подтверждается большим водоотделением – 18 мл, при норме не более 10,0 мл. Данное обстоятельство обусловлено низкой гидрофильностью частиц. Кроме того, экспериментально установлено длительное время загустевания – более 6 ч, что превышает значения ГОСТ и среднестатистическое время цементного раствора – 5 ч. При проверке сходимости результатов испытаний было выявлено, что плотность образцов тампонажного раствора с одним и тем же содержанием утяжелителя расходитя в диапазоне ±0,05 г/см³, что указывает на непостоянство насыпной плотности утяжелителя, это не влияет на иные характеристики тампонажного материала. Тампонажный камень, полученный с добавлением магнетитового утяжелителя, характеризуется повышенными прочностными свойствами, превышающими регламентируемые значения ГОСТ 1581-96, что дает возможность использования данного материала в качестве утяжеляющего наполнителя для тампонажных материалов, используемых при цементировании нефтяных и газовых скважин с повышенным пластовым давлением.

Литература

1. Булатов А.И., Данюшевский В.С. Тампонажные материалы. Учебное пособие для вузов. – М.: Недра, 1987. – 280с.
2. Исачев Л.М. Промывочные жидкости и тампонажные смеси. Учебник для вузов. – М.: Недра, 2013. – 310с.
3. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам. – Оренбург, М.: Летопись, 1995. – 230с.

**ПЕРСПЕКТИВНОЕ ГЛИНИСТОЕ СЫРЬЁ КАРАКАЛПАКСТАНА
ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ КЕРАМЗИТОВЫХ ГРАНУЛ**

А.П. Пурханатдинов

Научный руководитель – профессор З.Р. Кадырова

*Институт общей и неорганической химии Академии наук Республики Узбекистан,
г. Ташкент, Узбекистан*

В настоящее время применение теплоизоляционных материалов, в частности на основе легкоплавких глинистых сырьевых ресурсов в строительстве Республики Узбекистан, в том числе и Каракалпакстана, стало ещё актуальным в связи с возникшей проблемой повышения энергоэффективности строительного комплекса в целом. Возросший спрос на теплоизоляционные материалы привел к росту производства керамзитовых гранул, а следовательно, и к росту добычи глинистых сырьевых ресурсов, запасы которых довольно высоки. Кроме того, следует отметить, что потребность в строительных теплоизоляционных материалах, в частности керамических и обеспечение снижения их стоимости решается путем разработки их эффективных составов с расширением материально-сырьевой базы за счет использования отечественных нетрадиционных природных ресурсов и замены дорогостоящих компонентов менее дорогим сырьем, а также отходам различных производств.

В данной работе приведены результаты исследования бентонитоподобного глинистого сырья Северо-Джамансайского месторождения Каракалпакстана Республики Узбекистан для получения керамзитовых гранул с целью разработки производства теплоизоляционных материалов.

При этом следует отметить, что в Республике Каракалпакстана в связи с интенсивным развитием строительной индустрии и неуклонно растет потребность в теплоизоляционных материалах, в частности их керамических разновидностей. Однако, большинство производственных предприятий Каракалпакстана по выпуску керамических теплоизоляционных материалов для строительных нужд, испытывают острый дефицит в высококачественном глинистом сырье, содержащем максимальное количество минерала монтмориллонита.

На основании полученных результатов проведенного аналитического обзора имеющихся данных определено, что недра Каракалпакстана богаты различными видами строительного силикатного сырья для освоения инновационной технологии производства керамзитов [1-3]. В этом регионе Республики геологическими исследованиями предварительно определена пригодность глины Северо-Джамансайского месторождения для производства керамзитов, которая является основным заполняющим компонентом теплоизоляционных материалов, отвечающих требованиям действующих стандартов. Кроме того, изыскание новых источников сырья, расширения сырьевой базы и разработка на их основе эффективных составов строительных материалов различного назначения являются актуальной проблемой промышленности стройматериалов Республики Узбекистан, в том числе и Каракалпакстана.

Согласно классической технологии производства силикатных материалов известно [4, 5], что все основные физико-химические, физико-механические, технологические и эксплуатационные свойства керамических изделий строительного назначения находятся в прямой зависимости от химического, гранулометрического и минералогического состава, а также физико-химических и технологических характеристик исходных сырьевых компонентов. В связи с этим были определены химико-минералогические и гранулометрические составы проб опытных образцов на основе глины Северо-Джамансайского месторождения с помощью стандартной методики рационального силикатного химического анализа и рентгенофазового исследования.

Глина Северо-Джамансайского месторождения, представляет собой полиминеральную породу, которая расположена в Берунийском районе рядом с железнодорожной станции Караузак. В табл. 1 приведены результаты химического анализа некоторых проб образцов из глины Северо-Джамансайского месторождения.

Таблица 1

Результаты химического анализа проб опытных образцов из глины Северо-Джамансайского месторождения

| Индексы проб | Содержание оксидов в мас. % на воздушно сухое вещество | | | | | | | | | | | ППП, % |
|--------------|--|--------------------------------|--------------------------------|------|------------------|------|------|------------------|-------------------|-----------------|-------------------------------|--------|
| | SiO ₂ | Al ₂ O ₃ | Fe ₂ O ₃ | FeO | TiO ₂ | CaO | MgO | K ₂ O | Na ₂ O | SO ₃ | P ₂ O ₅ | |
| СЖ-1 | 60,85 | 16,95 | 4,12 | 1,34 | 0,79 | 0,58 | 1,67 | 1,65 | 2,54 | 0,51 | 0,09 | 8,98 |
| СЖ-2 | 60,60 | 16,06 | 4,39 | 1,60 | 0,77 | 0,90 | 1,85 | 1,53 | 2,70 | 0,96 | 0,12 | 8,48 |
| СЖ-3 | 59,80 | 15,62 | 4,43 | 1,54 | 0,81 | 1,16 | 1,91 | 1,58 | 2,68 | 0,39 | 0,11 | 9,37 |
| СЖ средняя | 60,41 | 16,07 | 4,60 | 1,56 | 0,79 | 0,88 | 1,81 | 1,59 | 2,64 | 0,62 | 0,11 | 8,94 |

Примечание: В потери при прокаливании (ППП) входят: гигроскопическая, конституционная, кристаллизованная вода, органические и летучие вещества и углерод (II) оксида.

Результаты проведенного химического анализа показали, что по содержанию основных оксидов алюминия, кремния, железа и щелочных оксидов, а также по огнеупорности исследуемая глина относится к группе легкоплавкого сырья, а по содержанию красящих оксидов относится к группе с высоким содержанием красящих оксидов. Значения числа пластичности исследуемых проб образцов, определенные по методу Аттерберга, Северо-Джамансайской глины равно около 14-18, следовательно, бентонитовая глина относится к умеренно пластичной группе сырья. По определению величине коэффициента чувствительности сушке она относится к малочувствительной группе сырья, которая составляет значение КЧС-0,413, полученные по методу Чижского. Геологическая мощность глины Северо-Джамансайского месторождения Каракалпакстана колеблется от 5 до 24 м.

Гранулометрический состав исследуемых глинистых пород Каракалпакстана состоят из отдельных составных частей различной величины, формы и химического состава, в результате чего являются полидисперсными. По внешнему виду данная порода светло-коричневато-желтого цвета, по химико-минералогическому составу – монтмориллонит – гидрослюдистая. При взаимодействии 10 % раствора соляной кислоты глина вскипает. Требование к глинистому сырью по химическому составу для получения керамических гранул [6] и показатели исследуемого глинистого сырья приведены в табл. 2.

Из результатов сопоставления химических составов и показателей потерь при прокаливании (ППП) с необходимыми требованиями можно отметить, что данные глинистые сырьевые ресурсы пригодны для получения керамзита, характеризуются высокой степенью вспучивания.

Фазовый состав исследуемых сырьевых материалов определяли рентгенографически (рисунок). Дифракционные картины были получены по методу порошка на установке ДРОН-2,0 на CuK_α -излучении, Ni-фильтр. Съемка рентгенограммы осуществлялась, в основном 2 град/мин. В качестве внутреннего эталона использовали монокристаллический кварц. Условия съемки всех образцов выдерживали постоянными. В расчетах и при идентификации фаз использовали таблицы и международную картотеку по рентгеновским порошкограммам [7].

Таблица 2

Сопоставительные показатели по требованиям к химическому составу к сырью и исследуемой глины

| Наименование оксидов | Содержание оксидов в глинистых породах со степенью вспучивания, в мас. % | | | Показатели проб | | | |
|--------------------------------------|--|---------|--------|-----------------|-------|-------|-----------------------|
| | высокой | средней | слабой | СЖ-1 | СЖ-2 | СЖ-3 | СЖ _{среднее} |
| SiO ₂ | 50-60 | 60-70 | >70 | 60,85 | 60,60 | 59,80 | 60,41 |
| Al ₂ O ₃ | 16-24 | 10-16 | <10 | 16,95 | 16,06 | 15,62 | 16,07 |
| Fe ₂ O ₃ + FeO | 6-10 | 4-6 | <4 | 5,46 | 5,99 | 5,97 | 6,16 |
| Na ₂ O + K ₂ O | 3-6 | 1,5-3 | <1,5 | 4,19 | 4,23 | 4,26 | 4,23 |
| CaO | 3-4 | 3-4 | >4 | 0,56 | 0,90 | 1,16 | 0,88 |

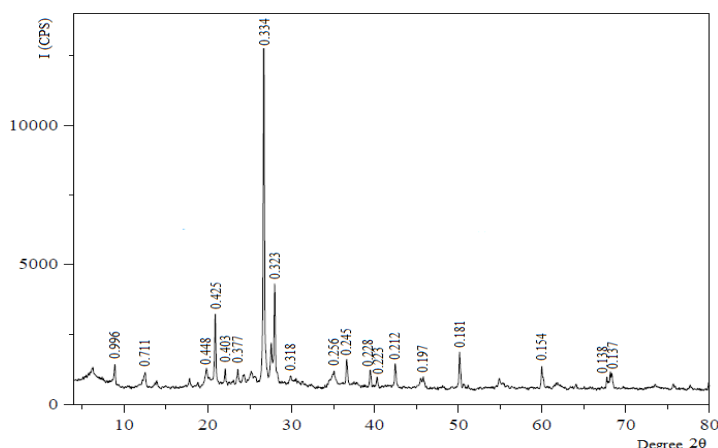


Рисунок. Рентгенограмма бентонитовой глины Северо-Джамансайского месторождения

На основании полученных результатов рентгенофазового исследования сырьевых проб образцов бентонитовых глин Северо-Джамансайского месторождения установлено присутствие следующих минералов с соответствующими линиями дифракционных максимумов минералов монтмориллонита ($d = 0,448; 0,325; 0,258; 0,199; 0,167$ нм), высокоглиноземистой формы монтмориллонита - бейделита ($d = 0,725; 0,363; 0,229$ нм), доломита ($d = 0,290; 0,180$ нм), кварца ($d = 0,427; 0,335$ нм); кальцита ($d = 0,495; 0,377; 0,334; 0,318; 0,245$ нм), полевого шпата ($d = 0,325; 0,321$ нм), иллита ($d = 0,495; 0,377; 0,334; 0,323$ нм),

Таким образом, на основе химико-минералогического и рентгенофазового исследования глины Северо-Джамансайского месторождения

Каракалпакстана Республики Узбекистан установлено, что его можно использовать для получения керамзитовой гранулы.

Литература

1. ASTM – X-Ray Powder Diffraction Data File American Society for Testing and Materials. Philadelphia.Pa. – 1988.
2. Бурлаков Г.С. Основы технологии керамики искусственных пористых заполнителей. – М.: Высшая школа, 1972. – 424 с.
3. Кадырова З.Р., Пурханатдинов А.П., Ниязова Ш.М. Исследование глинистых сырьевых ресурсов Каракалпакстана для получения теплоизоляционных материалов // Огнеупоры и техническая керамика. – 2018. – № 1-2. – С.19 – 24.
4. Мороз И.И. Технология строительной керамики. – М.: «Эколит», 2011. – 383 с.
5. Сманов Ж.С., Курбаниязов К.К., Ибрагимов О.Ж. Геология и полезные ископаемые Каракалпакии. Ташкент: «Фан», 1972. – 145 с.
6. Химическая технология керамики. Под. ред. И.Я. Гузмана. – М: ООО РИФ «Стройматериалы», 2003. – 496 с.
7. Эминов А.М., Абдурахмонов А.К., Утиниязов К.К., Хожаметова Б.К. Бентонитовые глины Каракалпакии и пути использования их в производстве керамических материалов // Узбекский химический журнал. – 1998. – № 2. – С. 46 – 49.

**ВЛИЯНИЕ ПРИРОДНЫХ СИЛИКАТОВ
НА ОБРАЗОВАНИЕ И СВОЙСТВА ЦЕМЕНТНЫХ КЛИНКЕРОВ**

А.С. Савин

Научный руководитель – профессор О.А. Мирюк
Рудненский индустриальный институт, г. Рудный, Казахстан

Вовлечение техногенных материалов в цементное производство усложняет состав сырьевых смесей, изменяет характер взаимодействий [1–5]. Формирование клинкерных фаз происходит при участии минералов техногенного компонента. Алюмосиликатный компонент – наиболее пестрая по химическому составу, минеральной природе и физическим свойствам часть цементных сырьевых смесей. Минеральный состав алюмосиликатного сырья влияет на реакционную способность шихты, характер образования клинкерных фаз.

Химический состав отходов обогащения скарново-магнетитовых руд предопределяет возможность их использования в качестве алюмосиликатного и железистого сырья для получения цементных клинкеров [3]. Минеральный состав отходов обогащения скарново-магнетитовых руд представлен силикатами, влияние которых на формирование клинкера мало изучено.

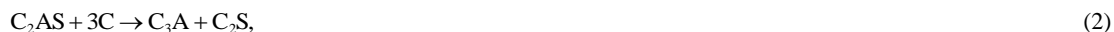
Цель работы – исследование влияния природных силикатов на процессы образования и свойства портландцементного клинкера.

Для исследования готовили сырьевые смеси на основе известняка и минерала хлорита, известняка и минерала эпидота. Соотношение компонентов обеспечивало коэффициент насыщения 0,85 – 0,88.

Сырьевые смеси обжигали в интервале температур 500–1400 °С. Синтезированы клинкеры из сырьевых смесей с силикатами. Состав обожженных материалов и продуктов гидратации цементов исследовали методом рентгенофазового анализа.

Минерал хлорит $(\text{Mg,Fe})_5\text{Al}[\text{AlSi}_3\text{O}_{10}](\text{OH})_8$ – разновидность водных силикатов магния в составе отходов обогащения скарново-магнетитовых руд. Хлориты входят также в состав глин и глинистых сланцев. Хлориты являются поставщиком MgO в цементную сырьевую смесь. Кроме того, хлориты вносят в шихту важные клинкерообразующие оксиды SiO_2 , Al_2O_3 , Fe_2O_3 .

Термические превращения хлорита начинаются при пониженных температурах и носят многостадийный характер. При 550–800 °С из $(\text{Mg,Fe})_5\text{Al}[\text{AlSi}_3\text{O}_{10}](\text{OH})_8$ удаляется химически связанная вода, разрушается структура минерала. Из аморфных продуктов распада MgO и SiO_2 при температуре 820–870 °С образуется форстерит M_2S и оливин $(\text{M,F})_2\text{S}$. Структурные превращения способствуют активным твердофазовым взаимодействиям с кальцийсодержащими соединениями. Так, последующая реакция форстерита с карбонатом кальция обуславливает появление диопсида и оксида магния. Повышенная активность выделившегося диопсида CMS_2 обеспечивает его интенсивное насыщение до C_3MS_2 . Пониженная температура разложения гидрооксидов магния и алюминия, а также высокая дисперсность продуктов распада ускоряют фазовые превращения в смеси и способствуют низкотемпературному образованию C_2AS и $\text{C}_3\text{A}_2\text{M}$. Формирование клинкерных фаз осуществляется при взаимодействии тройных соединений с оксидом кальция по схемам:



В клинкере на основе хлоритсодержащей смеси, обожженной при температуре 1400 °С, преобладают C_3A , C_2S и C_3S , присутствует незначительное количество C_4AF . Клинкер отличается большим содержанием периклаза (рис. 1).

Минерал эпидот $\text{Ca}_2(\text{Al,Fe})_3[\text{SiO}_4][\text{Si}_2\text{O}_7]\text{O}(\text{OH})$ является продуктом изменения плагиоклаза при метаморфизме основных магматических пород и часто встречается вместе с альбитом и хлоритом. При температуре 960–1060 °С происходит разрушение структуры минерала с одновременным удалением конституционной воды и образованием из продуктов распада значительных количеств анортита, граната, близкого к андрадиту, а также небольшой доли геленита. Эндотермические эффекты при температурах 1130–1220 °С обусловлены разрушением структуры гранатов, а также частичным плавлением эвтектической смеси минералов. Следовательно, в температурном интервале клинкерообразования эпидот представлен смесью минералов. Наличие CAS_2 и C_2AS в продуктах распада эпидота объясняет сосуществование указанных алюмосиликатов кальция при обжиге исследуемой смеси. Преимущественное образование анортита при распаде эпидота предопределено генетической связью последнего с плагиоклазами.

Клинкер, синтезированный из эпидотсодержащей смеси при температуре 1350 °С, содержит преимущественно алит (рис. 2). Промежуточная фаза клинкера представлена алюмоферритами кальция, обогащенными оксидом железа.

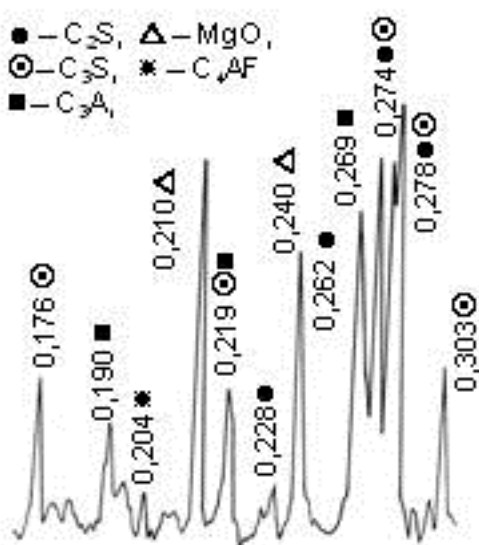


Рис. 1 Рентгенограмма клинкера из хлоритсодержащей смеси

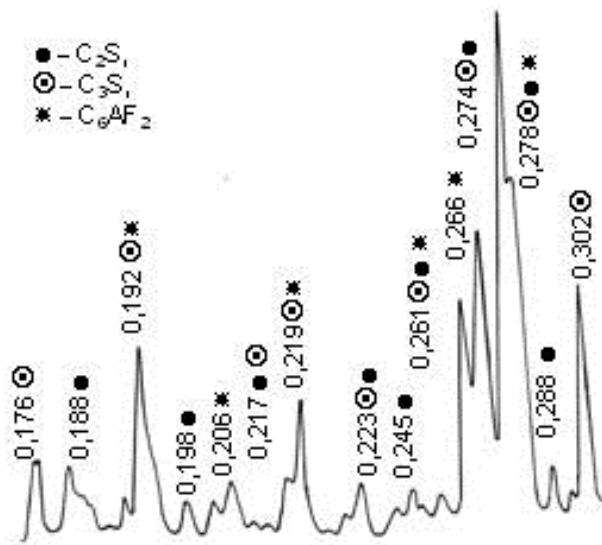


Рис. 2 Рентгенограмма клинкера из эпидотсодержащей смеси

Завершение процессов клинкерообразования в исследуемых смесях при сравнительно невысокой температуре спекания свидетельствует об интенсивности фазовых превращений с участием природных силикатов, благоприятном влиянии примесей К, Na, Mg, Mn, Ti, Sr, характерных для эпидота.

Свойства синтезированных клинкеров оценивали по гидратационной активности фазы алита в различные сроки твердения (таблица 1).

Таблица 1
Влияние минерального состава сырьевых смесей на гидратационную активность клинкеров

| Состав сырьевой смеси | Степень гидратации алита, %, в возрасте, сут | | Предел прочности при сжатии, МПа, образцов размером 2х2х2 см в возрасте, сут | |
|-----------------------|--|----|--|-----|
| | 1 | 28 | 1 | 28 |
| Известняк – хлорит | 28 | 85 | 26 | 99 |
| Известняк – эпидот | 32 | 91 | 42 | 110 |

Следовательно, результаты экспериментальных исследований свидетельствуют о влиянии состава минералов на процессы формирования и гидратационную активность клинкера. Характер влияния минерального состава техногенного компонента сырьевых смесей следует учитывать при выборе нового сырья для получения портландцементного клинкера.

Литература

1. Борисов И.Н., Гребенюк А.А. Особенности гидратации и набора прочности сульфогерритных клинкеров и специальных цементов на их основе // Цемент и его применение. – 2019. – № 3. – С.88 – 91.
2. Искандарова М.И., Атабаев Ф.Б. Цементы, содержащие добавку отходов горно-перерабатывающей промышленности // Цемент и его применение. – 2017. – № 6. – С. 96 – 99.
3. Miryuk O.A. A cement clinker formation with the use of magnetite scam ores washery refuses // Комплексное использование минерального сырья. – 2019. – № 1. – С. 74– 82.
4. Ниязбекова Р.К., Шаншарова Л.С., Кривобородов Ю.Р. Исследование свойств композиционных материалов на основе цементов, содержащих шламы глиноземного производства // Техника и технология силикатов. – 2018. – Т. 2. – № 1. – С. 26 – 29.
5. Таймасов Б.Т., Худякова Т.М., Жаникулов Н.Н., Хашимов А.Н. Процессы клинкерообразования в малоэнергоёмких сырьевых шихтах // Цемент и его применение. – 2018. – № 1. – С.170 – 175.

СИНТЕЗ ДИОПСИДА ИЗ СЕРПЕНТИНИТОВОГО СЫРЬЯ

А.И. Сагун

Научный руководитель – профессор В.М. Погребенков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. Диопсид $\text{CaMg}[\text{Si}_2\text{O}_6]$ – цепочечный силикат магния-кальция, широко распространенный в природе минерал пироксенового ряда. Диопсид обладает высокими электрофизическими свойствами, прочностными характеристиками и кислотостойкостью, что обуславливает его использование в качестве основной кристаллической фазы в составе различных видов керамики. В работах [2, 3] диопсид рассматривался в качестве перспективного материала для производства высокочастотной керамики, фарфора низкотемпературного обжига, тонкой и строительной керамики. Кристаллическая структура диопсида подобна структуре метасиликата магния, который является основной кристаллической фазой стеатитовой керамики, традиционно используемой для производства высокочастотных изоляторов. Однако вследствие ограниченности запасов высококачественного талька Онотского месторождения, в исследованиях [4, 5] рассматривалось применение диопсида в качестве основной кристаллической фазы для высокочастотной техники. По сравнению со стеатитовой керамикой диопсидовая керамика обладает более широким интервалом спекшегося состояния, меньшим ТКЛР и не имеет других полиморфных модификаций, что исключает старение керамики. Для изготовления керамики с высокими эксплуатационными свойствами предлагалось использование безжелезистых диопсидовых пород Слюдянского месторождения (Южное Прибайкалье). Железистые диопсидовые породы Качканарского (Средний Урал) и Алданского (Южная Якутия) месторождений можно использовать для производства тех видов керамики, для которых присутствие примесного оксида железа не критично влияет на эксплуатационные свойства, например, строительной и бытовой керамики, а также пропантов.

В связи с тем, что действующие месторождения диопсида распределены по территории России неравномерно, возрастает актуальность исследований по внедрению в производственный оборот местного сырья, которое может быть использовано для синтеза диопсидовой керамики. Использование серпентинитового сырья для синтеза диопсида позволит повысить экономическую эффективность керамических производств. Поэтому проведение исследований, направленных на получение диопсидовой керамики из местного минерального сырья, является актуальным. Важнейшим технологическим этапом в технологии керамики является обжиг керамических материалов, как с целью спекания готовых изделий, так и с целью синтеза целевых фаз керамики. Исследование процессов фазообразования, протекающих в шихтах для синтеза диопсида из природных минералов, является актуальным.

Цель работы. Исследование процессов фазообразования при синтезе диопсида из природного серпентинитового сырья.

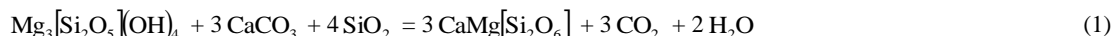
Методика проведения работы. В качестве сырьевых материалов для синтеза диопсида были использованы серпентинит Орско-Халиловского месторождения и песок Кумакского месторождения. Их химический и минералогический состав приведены в таблице 1. В качестве кальцийсодержащего сырья был использован мел технический МТД-2 по ТУ 5743-008-05120542-96.

Таблица 1

Химический и минералогический состав сырьевых материалов

| Материал | SiO ₂ | TiO ₂ | Al ₂ O ₃ | Fe ₂ O ₃ | CaO | MgO | R ₂ O | Δm _{прк} | Минералогический состав |
|---|------------------|------------------|--------------------------------|--------------------------------|------|-------|------------------|-------------------|--------------------------|
| Серпентинит орско-халиловский | 40,65 | 0,03 | 0,65 | 7,24 | 0,16 | 35,06 | 0,04 | 16,17 | Хризотил, магнезит |
| Серпентинит орско-халиловский (прокаленный) | 48,49 | 0,04 | 0,78 | 8,64 | 0,19 | 41,82 | 0,04 | - | Форстерит, клиноэнстатит |
| Песок кумакский | 93,97 | 0,51 | 3,38 | 0,39 | 0,23 | 0,11 | 0,16 | 1,25 | β – кварц |

Материалы измельчались в шаровых мельницах корундовыми мелющими телами до полного прохождения без остатка через контрольное сито №0063. Поскольку химический состав серпентинита близок к химическому теоретическому составу чистого серпентина $\text{Mg}_3[\text{Si}_2\text{O}_5](\text{OH})_4$, то состав исследуемой шихты рассчитывался согласно стехиометрическим соотношениям по уравнению реакции 1:



Обжиг смесей проводился в лабораторной электропечи с карбидкремниевыми нагревателями в диапазоне температур от 900 до 1300 °С с шагом в 100 °С, с выдержкой при максимальной температуре в течение 1 и 2 часов. Фазовый состав образцов был исследован на дифрактометре ДРОН-3М (Cu_{Kα}-излучение). Морфология зерен получившихся материалов была исследована на электронном микроскопе JEOL JSM 6000. Термический анализ исходных компонентов и шихты проводился на приборе NETZSCH STA 449 F3 Jupiter.

Результаты. В системе CaO–MgO–SiO₂ возможно протекание различных реакций силикатообразования. Оценка термодинамической возможности протекания наиболее вероятных реакций образования диопсида $\text{CaMg}[\text{Si}_2\text{O}_6]$, мервинита $\text{Ca}_3\text{Mg}[\text{SiO}_4]_2$, окерманита $\text{Ca}_2\text{Mg}[\text{Si}_2\text{O}_7]$ и монтичеллита $\text{CaMg}[\text{SiO}_4]$ проводилась

путем расчета изобарно-изотермического потенциала согласно [1], результаты расчетов представлены в таблице 2. Полученные значения свидетельствуют о возможности протекания реакций образования диопсида в диапазоне исследуемых температур.

Таблица 2

Значение изобарно-изотермического потенциала реакций силикатообразования при различных температурах

| № | T, К | 1173 | 1273 | 1373 | 1473 | 1573 | 1673 |
|---|--|---------|----------|----------|----------|----------|----------|
| 1 | $Mg_3[Si_2O_5](OH)_4 + 4 SiO_2 + 3 CaCO_3 = 3 CaMg[Si_2O_6] + 3 CO_2 + 2 H_2O$ | | | | | | |
| | ΔG_T^0 , кДж/моль | -749,21 | -858,24 | -970,09 | -1084,77 | -1202,23 | -1322,49 |
| 2 | $Mg_3[Si_2O_5](OH)_4 + 4 SiO_2 + 9 CaCO_3 = 3 Ca_3Mg[SiO_4]_2 + 9 CO_2 + 2 H_2O$ | | | | | | |
| | ΔG_T^0 , кДж/моль | -981,96 | -1155,51 | -1327,05 | -1496,73 | -1664,66 | -1830,97 |
| 3 | $Mg_3[Si_2O_5](OH)_4 + 6 CaCO_3 + 4 SiO_2 = 3 Ca_2Mg[Si_2O_7] + 6 CO_2 + 2 H_2O$ | | | | | | |
| | ΔG_T^0 , кДж/моль | -797,98 | -924,59 | -1049,71 | -1173,46 | -1295,92 | -1417,19 |
| 4 | $Mg_3[Si_2O_5](OH)_4 + 3 CaCO_3 + SiO_2 = 3 CaMg[SiO_4] + 3 CO_2 + 2 H_2O$ | | | | | | |
| | ΔG_T^0 , кДж/моль | 154,00 | 120,59 | 85,03 | 47,30 | 7,37 | -34,79 |

Фазовый состав полученных материалов представлен в таблице 3. Полученные результаты находятся в согласии с термодинамическими расчетами. Первичным продуктом реакции является наиболее термодинамически устойчивые мервинит. При увеличении температуры происходит образование окерманита и диопсида.

Таблица 3

Фазовый состав обожженных смесей

| Температура обжига, °С | Выдержка при температуре обжига | |
|------------------------|--|--|
| | 1 час | 2 часа |
| 900 | β – кварц, форстерит, мервинит | β – кварц, форстерит, мервинит |
| 1000 | β – кварц, форстерит, энстатит, мервинит | β – кварц, форстерит, энстатит, мервинит |
| 1100 | β – кварц, форстерит, энстатит, мервинит | β – кварц, форстерит, энстатит, мервинит |
| 1200 | β – кварц, монтичеллит, окерманит | β – кварц, диопсид, мервинит, окерманит |
| 1300 | Диопсид | Расплав |

В процессе нагревания исследуемых смесей в низкотемпературной области сначала происходит ступенчатая дегидратация минерала хризотила и его диссоциация на рентгеноаморфные форстерит и энстатит согласно уравнению реакции 2:



При дальнейшем повышении температуры происходит декарбонизация кальцита с образованием CaO. Образование мервинита – ортосиликата магния-кальция – является предпочтительным, поскольку он обладает наиболее простой островной структурой. Параллельно с образованием мервинита происходит кристаллизация форстерита и энстатита, а также взаимодействие форстерита с избытком SiO₂ с образованием метасиликата магния по реакции 3:



Увеличение температуры сначала приводит к увеличению количества мервинита, а затем к уменьшению за счет образования новых кристаллических фаз. При нагревании шихты до температуры 1200 °С сначала наблюдается образование термодинамически неустойчивого монтичеллита, который способен выступать в качестве промежуточного продукта, участвующего в реакциях образования окерманита и диопсида. Также наблюдается образование небольшого количества диопсида. При температуре 1300 °С полный выход диопсида достигается за 1 час выдержки при данной температуре. Увеличение времени выдержки приводит к полному расплавлению системы за счет наличия примесных Al₂O₃ и Fe₂O₃.

Литература

1. Бабушкин В.И., Матвеев Г.М., Мчедлов-Петросян О.П. Термодинамика силикатов. – М.: Стройиздат, 1986. – 408 с.
2. Верещагин В.И., Абакумов А.Е. Диопсидовый фарфор низкотемпературного обжига // Стекло и керамика. – 1998. – №8. – С.27 – 29.
3. Верещагин В.И. и др. Диопсидовые породы – универсальное сырье для производства керамических и других силикатных материалов // Промышленность строительных материалов. Керамическая промышленность. – 1992. – Вып. 2. – 60 с.
4. Масленникова Г.Н. и др. Диопсид – сырье для высокочастотной керамики // Стекло и керамика. – 1987. – №11. – С. 21 – 22.
5. Усов П.Г., Коновалова З.С., Верещагин В.И. Новая керамика для высокочастотной техники // Известия Томского политехнического института. – Томск, 1975. – Т. 259. – С. 3 – 6.

**ПОЛУЧЕНИЕ ТАРНОГО И ШЛАКОВОГО СТЕКЛА
С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ОТХОДА ПРОИЗВОДСТВА СЕРПЕНТИНИТА**

И.А. Сайко

Научный руководитель - старший преподаватель М.Ю. Углинских
*Уральский Федеральный университет имени первого президента России Б.Н. Ельцина,
г. Екатеринбург, Россия*

В современном мире при производстве стеклянных изделий большое внимание уделяется поиску новых сырьевых материалов, в которых содержатся основные сырьевые компоненты, необходимые для производства. К таким материалам относят горные породы и промышленные отходы, представляющие собой побочные продукты различного рода производств [1].

По мере развития промышленности, использующей минеральное сырье, количество отходов возрастает с каждым годом, из-за чего появляются важные задачи – утилизация и поиск путей превращения отходов в полезные материалы [2].

Отход производства серпентинита (ОПС), представляющий собой магнитную фракцию, использовался в качестве добавки в сырьевые материалы для получения тарного стекла марки ЗТ-2 и шлакового стекла (ШС). Составы ОПС и исследуемых стекол приведены в таблицах 1 и 2 соответственно.

Таблица 1

Состав отхода производства серпентинита

| Оксиды | SiO ₂ | Fe ₂ O ₃ | MgO | CaO | Al ₂ O ₃ | Cr ₂ O ₃ |
|---------------------|------------------|--------------------------------|-------|------|--------------------------------|--------------------------------|
| Содержание, масс. % | 67,89 | 15,40 | 12,27 | 1,44 | 0,99 | 0,70 |

Таблица 2

Состав исследуемых стекол

| Оксиды | SiO ₂ | Fe ₂ O ₃ | MgO | CaO | Al ₂ O ₃ | Na ₂ O | K ₂ O | MnO |
|----------------------------|------------------|--------------------------------|-----|------|--------------------------------|-------------------|------------------|-----|
| Содержание в ЗТ-3, масс. % | 67,5 | 2,0 | 1,6 | 9,4 | 4,8 | 13,5 | 1,2 | - |
| Содержание в ШС, масс. % | 60,9 | 3,0 | 5,7 | 10,7 | 10,8 | 5,0 | 1,9 | 2,0 |

Варка стекла осуществлялась в течение 2 часов в корундовом тигле. Температура синтеза стекол 1450°С. Образцы для исследований формовали розливом на пластину из нержавеющей стали. У полученных стекол были определены такие физико-химические свойства как температурный коэффициент линейного расширения (ТКЛР, α), вязкость (η), поверхностное натяжение (σ), плотность (ρ) и химическая устойчивость.

Один из образцов шлакового стекла термически обрабатывался с целью получения ситалла. Обработка состояла из двух ступеней. Первая - 800° С с выдержкой 1 час, вторая - 950° С с выдержкой 5 часов.

Таблица 3

Некоторые физико-химические свойства составов стекла

| Составы стекла | ТКЛР, $\alpha \cdot 10^7$, 1/град | | T _g , °С | $\eta \cdot 10^{-9}$, Па·с | E _{η} , кДж / моль | ρ , г/см ³ | | σ , мДж/м ² |
|-----------------|------------------------------------|-------|---------------------|-----------------------------|---|----------------------------|-------|-------------------------------|
| | эксп. | теор. | | | | эксп. | теор. | |
| ЗТ-2 | 97,84 | 98,36 | 520 | 1,40 при 600° С | 10,94 | 2,40 | 2,51 | 286 |
| ШС | 76,72 | 71,45 | 595 | - | - | 2,49 | 2,52 | - |
| Шлаковый ситалл | 55,43 | 71,45 | 605 | - | - | 3,05 | 2,52 | - |

Теоретические значения ТКЛР и ρ были рассчитаны по методу А.А. Аппена.

По результатам химической стойкости (водостойкости) состав тарного стекла является пригодным по гидролитическому классу, который не должен быть ниже III (по ГОСТ Р 52022-2003).

Благодаря использованию отхода производства серпентинита в качестве добавки для получения стекла происходит экономия ресурсов, в первую очередь кварцевого песка, магнезий и железосодержащих сырьевых материалов. Большое содержание железа в ОПС ограничивает его применение. При использовании в шихте ОПС больше чем 13 %, резко увеличивается кристаллизационная способность стекла, поэтому оптимальное содержание данного отхода в составе не более 12,9 %.

При использовании ОПС, помимо ресурсосбережения, можно говорить еще и о значительном энергосбережении при варке стекла, поскольку отход содержит достаточное количество легкоплавких компонентов и имеет большую дисперсность. Таким образом, температура синтеза стекла была снижена с 1530 °С до 1450 °С.

Тарное стекло марки ЗТ-2 с содержанием ОПС 12,88 % можно рекомендовать как зеленую тару для пищевой и парфюмерно-косметической продукции. Физико-химические свойства данного состава соответствуют требованиям ГОСТ Р 52022-2003.

Шлаковое стекло с содержанием ОПС 12,42 % можно рекомендовать как декоративный материал для оформления внутренних интерьеров, а шлакоситалл, полученный на его основе, представляет интерес в качестве стеклокристаллического материала для жилищного и промышленного строительства [1].

Литература

1. Павлушкин Н.М. Основы технологии ситаллов: учебное пособие для вузов / Н.М. Павлушкин – 2-е изд., перераб. и доп. М.: Стройиздат, 1979. 360 с
2. Протасова Л.Г. Сырьевые материалы для стекольной промышленности: учебное пособие / Л.Г. Протасова, / под научной редакцией В.А. Дерябина, Екатеринбург: УГТУ, 2000. 50 с.

ВЛИЯНИЕ ОТХОДА «ПЫЛЬ ГАЗООЧИСТКИ» НА ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ КЕРАМИЧЕСКИХ ОБРАЗЦОВ ДЛЯ КЕРАМИЧЕСКИХ ПЛИТОК

С.С. Таиров, Б.Т. Сабиров

Научный руководитель – профессор З.Р. Кадырова

*Институт общей и неорганической химии Академии наук Республики Узбекистан,
г. Ташкент, Узбекистан*

Известно, что различные твердые материалы имеют различную температуру плавления, которая зависит от его вещественного состава, структуры или других физико-химических свойств. Поэтому необходимо определить температуру плавления каждого компонента сырьевой шихты по отдельности и самой шихты в совокупности со всеми компонентами.

Для проведения исследований нами испытаны составные компоненты керамической массы – серый каолин Ангрэн, пестроцветная глина Ангрэн и сталеплавильный “пыль газоочистки” АО «Узметкомбинат». Нами были определены температуры плавления каждого исходного компонента в отдельности и всех испытываемых составов керамической массы при различной вариации компонентов.

Определение температуры начала и конца плавления используемых компонентов для составления опытных образцов керамической массы показало (табл. 1), что самое низкое значение температуры плавления при 1200 °С наблюдается в образцах, содержащих «пыли газоочистки» АО «Узметкомбинат», а самое высокое значение температуры плавления 1490 °С наблюдается в пробах ангрэнских глинах.

Таблица 1

Наименование и температура плавления компонентов используемых в керамической массе

| Наименование пробы | Температура плавления, °С | |
|---|---------------------------|-------|
| | начало | конец |
| Ангрэнский вторичный небогащенный каолин | 1380 | 1460 |
| Ангрэнская пестроцветная каолиновая глина | 1400 | 1490 |
| “Пыль газоочистки” АО «Узметкомбинат» | 1200 | 1235 |

Для определения температуры плавления приготовленных составов керамических масс с различной вариацией компонентов нами была составлена тройная система: «ангрэнский серый каолин – пестроцветная глина ангрэнская – “пыль газоочистки”» (рис. 1).

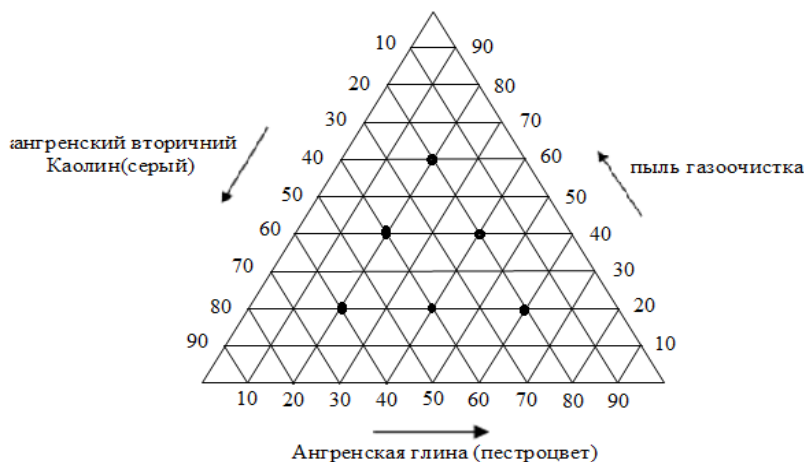


Рис. 1 Тройная система «Ангрэнская вторичная небогащенная каолиновая глина – Ангрэнская пестроцветная каолиновая глина – “пыль газоочистки”»

Для определения изменения температуры плавления и влияния планообразующей добавки нами были составлены 5 смесей с различной добавкой железосодержащей “пыли газоочистки” АО «Узметкомбинат» и испытаны начало и конец плавления смесей в высокотемпературной силитовой печи (табл. 2).

Таблица 2

Компонентный состав опытных смесей

| Наименование сырьевых компонентов | Обозначение составов опытной смеси | | | | |
|---|------------------------------------|-----|-----|-----|-----|
| | ПГО | ПГ1 | ПГ2 | ПГ3 | ПГ4 |
| Ангренский вторичный небогащенный каолин | 50 | 45 | 45 | 40 | 20 |
| Ангренская пестроцветная каолиновая глина | 50 | 50 | 45 | 45 | 60 |
| “Пыль газоочистки” АО «Узметкомбинат» | - | 5 | 10 | 15 | 20 |

Приготовленные составы перемешивали в лабораторной мельнице и формовали трехгранные образцы для определения начала и конца плавления и образцы плитки размером 3×3×1мм для определения воздушной и термической усадки, водопоглощения, открытых и закрытых пор и других физико-механических характеристик.

Определение начала и конца плавления испытуемых составов показало, что увеличение количества “пыли газоочистки” (табл. 2) в керамической массе пропорционально влияет на снижение температуры плавления образцов (рис. 2).

Из рис. 2 и табл. 2 видно, что при увеличении количества добавки железосодержащей “пыли газоочистки” «Узметкомбината» в керамической смеси значительно уменьшается температура плавления керамической шихты. Однако слишком большое количество плавнеобразующей добавки, железосодержащей “пыли газоочистки” «Узметкомбината», отрицательно влияет на технологические свойства керамической массы. Резко увеличивается значение линейной усадки, образцы искривляются, и появляется стеклофаза и расплав. Поэтому, из приготовленного и испытанного ряда составов в трехкомпонентной системе (рис. 1) из наиболее оптимальной области диаграммы были выбраны шесть керамических составов с различным содержанием компонентов.

Определение водопоглощения и значения усадки показывают (табл. 1, 3), что добавка железосодержащей “пыли газоочистки” «Узметкомбинат» значительно снижает температуру начала и конца плавления массы, однако большое количество его добавки приводит к высокой усадке керамических опытных образцов его искривлению. Вследствие этого резко уменьшается водопоглощение керамических образцов, что не соответствует технологическим требованиям. Согласно ГОСТ 13996-93 и ГОСТ 6141-91 водопоглощение для внутренних облицовок W= 2-16 % и для наружных 4-12 %, а усадка образцов не более 5 % [1-2].

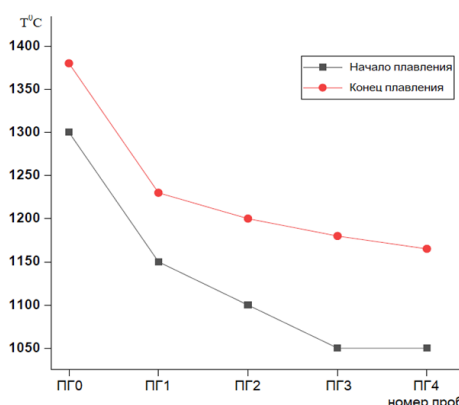


Рис. 2 Влияние количества железосодержащей “пыли газоочистки” «Узметкомбината» на температуру плавления керамической массы

Таблица 3

Влияние железосодержащей пыли газоочистки АО «Узметкомбинат» на основные технологические характеристики керамической массы

| Производственная масса и опытные составы | Температура плавления, °C | | Температура обжига, 1100 °C | | Примечание |
|--|---------------------------|-------|-----------------------------|-------------|------------|
| | начало | конец | Водопоглощение W, % | Усадка, в % | |
| Производственный состав (температура обжига 1150 °C) | 1295 | 1360 | 7,8 | 4,2 | |
| ПГО | 1300 | 1380 | 13,4 | 9,1 | |
| ПГ1 | 1150 | 1230 | 12 | 4,9 | оптимально |
| ПГ2 | 1100 | 1200 | 8,6 | 6,0 | |
| ПГ3 | 1050 | 1180 | 6,0 | 8,4 | |
| ПГ4 | 1050 | 1165 | 6,3 | 5,0 | оптимально |

Следует также отметить, что очень низкие показатели усадки и высокие показатели водопоглощения являются признаками недостаточной степени процесса спекания, что существенно влияют на физико-технические показатели керамических материалов. Поэтому нами выбраны оптимальные составы из проведенной серии экспериментальных испытаний (табл. 1, 3) составы ПГ1 и ПГ4, где и водопоглощение, и предел усадки соответствует предъявляемым требованиям по ГОСТ 13996-93 и ГОСТ 6141-91.

Таким образом, нами при исследовании ряда серий керамических опытных составов выявлено, что при использовании отхода сталеплавильного цеха АО «Узметкомбинат» – “пыли газоочистки” оптимальным количеством является добавка от 5 до 20 мас. %.

Литература

1. ГОСТ 13996-93. Плитки керамические фасадные и ковры из них. Технические условия. 1995.01.01.
2. ГОСТ 6141-91. Плитки керамические глазурованные для внутренней облицовки стен. Технические условия. 2002.01.09.

ИССЛЕДОВАНИЕ КОМПОЗИТОВ НА ОСНОВЕ ГИДРОКСИАПАТИТА И ПОЛИЛАКТИДА

Н.Е. Торопков

Научный руководитель – профессор Т.С.Петровская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Поиск оптимальных имплантатов для различных дефектов костей, все еще остается актуальной проблемой в инженерии костной ткани. Синтетический биоматериал должен быть похож или имитировать свойства кости и должен функционировать в качестве каркаса для ускорения регенерации костной ткани [1]. На данный момент известны многочисленные синтетические биоматериалы для возможных применений восстановления кости. Преимущественно вышеописанные композиты включают нано-гидроксиапат (нано-ГАП), который играет важную роль в разработке каркасов в качестве заменителей кости. Биокерамика на основе нано-ГАП привлекательна тем, что она нетоксична, биоактивна, остеокондуктивна [2, 3].

Однако одним из основных недостатков, связанных с биокерамикой, является ее механическая некомпетентность, которую можно преодолеть с помощью ее соединения с полимерами [4]. Таким образом, разработка гибридных и композиционных материалов на основе биокерамики и полимеров предоставляет отличную возможность для производства материалов с желаемыми физическими и биологическими свойствами.

В настоящее время нанокompозиты принимаются в качестве ортопедических биоматериалов третьего поколения с улучшенными свойствами, имитирующими естественную костную ткань. Композиты, приготовленные из поли (молочной кислоты), поликапролактона, поли (пропиленфумарата) и керамики, продемонстрировали значительный успех в тканевой инженерии [5]. Тем не менее существует физическое ограничение на количество наполнителя, которое может быть включено в составную матрицу.

Кроме того, также необходимо обеспечить равномерное диспергирование наполнителя в матрице для улучшения механических свойств. В композитах, армированных наполнителем, прочность межфазного соединения между наполнителями и полимерной матрицей обычно слабее, чем у полимерной матрицы, что приводит к усталостным разрушениям на границе раздела наполнителя и полимера.

Кроме того, поверхность раздела волокна и полимера может подвергаться дальнейшему ухудшению в условиях *in vivo*, что приводит к преждевременному выходу из строя имплантатов.

Следовательно, улучшение границы раздела наполнитель-полимерная матрица необходимо для улучшения как механических свойств, так и стабильности межфазной связи во влажном состоянии.

Таким образом, любое межфазное упрочнение композита не должно мешать комплексообразованию полимерных групп с ионами кальция. Было замечено, что функциональные группы, такие как фосфаты, сульфонаты, фториды и гидроксильные группы, могут индуцировать зародышеобразование нано-ГАП в полимере.

Поэтому это исследование было направлено на разработку композитов для склеивания костей с хорошими механическими свойствами.

Целью работы являлось исследование биоразлагаемых биомиметических молекулярных композитов, полученных из полилактида и нано-гидроксиапатита, для замены костей.

Исследуемые композиты на основе полилактида содержат нано-гидроксиапатит в диапазоне от 5 до 30%. Известно, что гидроксиапатит сравнительно легко распределяется в растворе полилактида (PLA) при введении в количестве до 10%. Увеличение содержания нано-ГАП до 30% оказывает влияние на эволюцию дисперсной системы, что приводит к агрегации частиц нано-ГАП. Экспериментально замечено, что сформированные агрегаты со средним размером более 50 мкм тем более склонны к седиментации, чем большее количество ГАП вводится в полимер. С этой целью вводится пластификатор в количестве от 1 до 4%.

Для получения композита использовали полилактид из D,L-лактида (PLA) и нано-гидроксиапатита (нано-ГАП), полученный методом осаждения, дисперсный состав представлен в таблице 1.

Таблица 1

Дисперсный состав синтетического нано-гидроксиапатита

| D10, мкм | D50, мкм | D90, мкм |
|-----------------|-----------------|-----------------|
| 0,045 | 0,098 | 0,110 |

Исходя из данных механических испытаний видно, что характеристики композитов разработанных составов (рис. 1) соответствуют и превосходят показатели естественной кости: прочность на сжатие губчатой кости – 60-90 МПа, прочность на изгиб – 32-49 МПа, энергия разрушения 2-3 кДж/м² [3], а также чистого PLA (прочность на сжатие – 52 МПа, прочность на изгиб – 42 МПа, энергия разрушения 3,9 кДж/м², циклы нагружения - 4200), и значительно превосходят показатели кальций фосфатной керамики (прочность на сжатие губчатой кости – 60-90 МПа, прочность на изгиб – 32-49 МПа) [3].

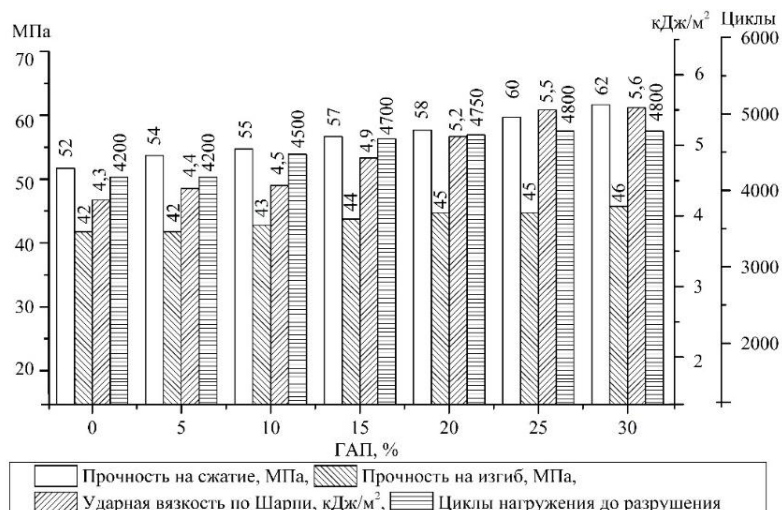


Рис. 1 Механические характеристики композитов

На рисунке 2 представлена сравнительная ИК-спектрограмма чистых образцов PLA, ГАП и композита PLA/ГАП, содержащего 30% ГАП и 70% PLA. Как видно из рисунка основные все характерные пики ГАП (PO_4^{3-} , OH^- , CO_3^{2-}) и PLA (C-O, C-H) появились в композите PLA/ГАП. В композите вибрация связи -C=O чистого PLA при 1761 см^{-1} сместилась до 1767 см^{-1} . Это движение может быть связано с образованием водородной связи между -OH ГАП и -C=O PLA. Также у композита появился пик на 1643 см^{-1} . Его можно интерпретировать как ковалентную связь с углеродом типа -C-O-C- . По всей видимости гидроксиапатит содержит частично карбонатную группу, которая под действием фосфатной группы образовалась между ГАП и PLA.

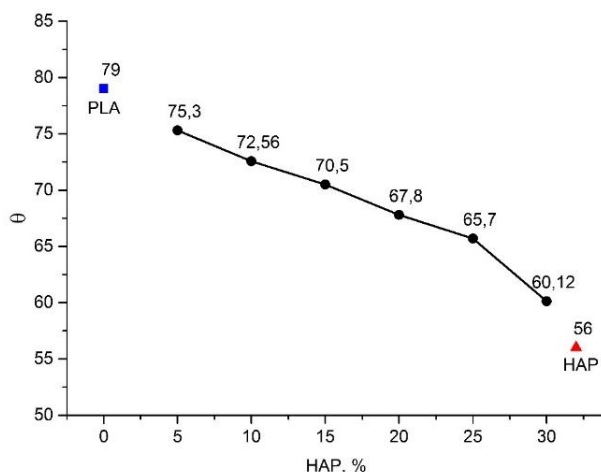


Рис.2 Сравнительные ИК-Фурье диаграммы PLA, ГАП и композита PLA/ГАП

Заключение. В ходе проведенной работы показано, что сочетание гидроксиапатита и полилактида в одном материале, обеспечивают синергию физико-химических свойств исходных материалов открывая перспективу их использования в восстановительной медицине. Помимо этого, показано, что потенциально такие композиты могут упрочняться, образуя новые связи. Данные механических испытаний показывают принципиальную возможность для использования исследуемых композитов для использования в объемных структурах, несущих нагрузку.

Литература

1. Borrelli J, Prickett W.D. and Ricci W.M. Treatment of nonunions and osseous defects with bone graft and calcium sulfate//Clinical Orthopaedics and Related Research. – 2003. – № 411. – С. 245 – 254.
2. Chuujuu T.G., Turner C.H., Warden S.J. Segmental bone regeneration using a load-bearing biodegradable carrier of bone morphogenetic protein-2//Biomaterials. – 2007. – № 28. – С. 459 – 467.
3. Iafisco M., Martra G. Palazzo B. Nanocry stalline carbonate-apatites: role of Ca/P ratio on the upload and release of anticancer platinum bisphosphonates// Nanoscale. – 2012. – № 4. – С. 206 – 217.
4. Kumar T.S., Victor S.P. Tailoring calciumdeficient hydroxyapatite nanocarriers for enhanced release of antibiotics//Journal of Biomedical Nanotechnology. – 2008. – № 4. – С. 203 – 209.
5. Petrovskaya T.S., Vereschagin V.I., Effectiveness of the technologies of titanium implants covering//Key Engineering Materials – 2015. – № 670. – С. 183 – 188.

МЕТАЛЛУРГИЧЕСКИЕ ОКАТЫШИ ИЗ ЖЕЛЕЗОСОДЕРЖАЩЕЙ ФРАКЦИИ ЗОЛЫ

Д.С. Трушина

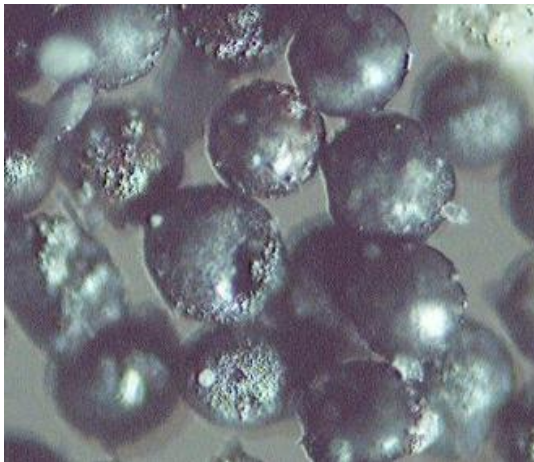
Научный руководитель – доцент В.В. Тихонов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

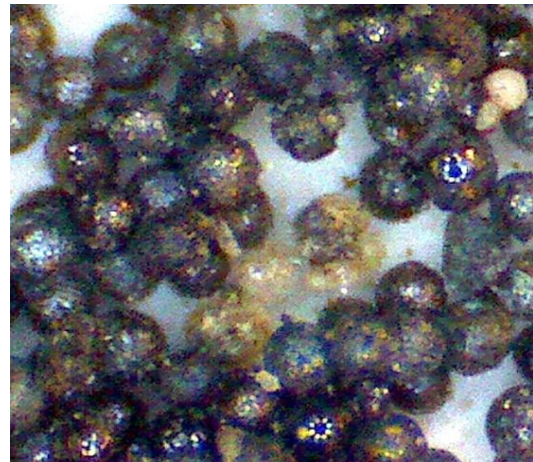
Окатыши – рудный материал, который получают из пылевидной руды или из мелкоизмельченных концентратов в виде плотных агломератов сферической формы размером от 5 до 18 мм, получаемые путём гранулирования методом окатыwania (окомкования) и упрочняющего обжига [2]. К сырью для производства окатышей предъявляется ряд требований как по содержанию железа, так и по наличию примесей. Одним из возможных источников сырья рассматривается железосодержащая фракция зольных материалов [1].

Объектом исследования являются золошлаковые материалы после сжигания угля кузбасского бассейна на Северной теплоэлектростанции, сформировавшиеся в виде залежей суммарным расчётным объёмом 9,3 млн тонн. Суммарное содержание железа в пересчёте на Fe₂O₃ не превышает 16 % при среднем содержании 7 %. Таким образом, обследованное золоохранилище представляет собой техногенное образование, с суммарными запасами по оксиду железа 0,65 млн тонн. Технологическое опробование показало предварительно извлекаемый объём 0,51 млн тонн. При низком содержании вредных (в металлургии) примесей считаем целесообразным использовать извлекаемую железосодержащую фракцию золы как сырьё в производстве железорудных окатышей.

Железосодержащая фракция была выделена из золошлаковых материалов методом магнитной сепарации. Гранулометрические исследования показали, что практически вся железосодержащая фракция золы имеет крупность менее 100 мкм (85 % – менее 63 мкм). Микроскопические исследования выявили, что частички имеют идеальную шарообразную форму с гладкой стеклообразной (затвердевший расплав) поверхностью интенсивно чёрного цвета. Микрофотографии железосодержащей части золы были сделаны на цифровом USB-микроскопе Микмед LCD (рис. 1).



а



б

**Рис. 1 Микрофотографии железосодержащей части золы
Северской теплоэлектростанции (кратность увеличения – 200)**

а – фракция –100 +80 мкм; б – фракция –63 +40 мкм

Для получения окатышей одним из наиболее значимых вопросов является вопрос подбора связующего в процессе гранулирования.

Целью исследования является доказательство возможности получения окатышей из железосодержащей фракции золы Северной теплоэлектростанции, и первичный подбор и определение влияния различных связующих на прочность окатышей. Для целей исследования были взяты три варианта связующего: вода, метилцеллюлоза марки «МС-100», торфогель. Воду брали как связующее, не обладающее прочностью для сухих окатышей. Метилцеллюлозу – как заведомо не приводящее к разуживанию окатышей по железу. Торфогель – как местное сырьё, к тому же с частично восстановительными свойствами для окатышей.

Окатыши были получены на тарельчатом грануляторе, диаметр тарели 0,6 м. Угол наклона тарели 45 град, частота вращения тарели - 50...65 об /мин. Результаты исследований по определению рабочей влажности окатыwania показали, что наибольшая рабочая влажность характерна для воды – 25 ... 26 %, для раствора метилцеллюлозы (концентрации от 0,2 до 1 %) – 19...23 % и торфогеля (содержание сухого вещества от 10 до 20 %) – 16 ... 18 %. Специальной обработкой торфогеля удалось понизить рабочую влажность окатыwania до 14 ... 15%. Для всех связующих прочность окатышей во влажном состоянии позволяет извлекать окатыши из гранулятора и помещать в сушильный шкаф.

Полученные окатыши подвергались сушке при температуре 105±2 °С до постоянной массы, охлаждались в

эксикаторе и проверялись на прочность на раздавливание (рис. 2). Для проверки отбирались окатыши диаметром 10 ± 1 мм. Прочность на раздавливание определялась на приборе, имеющем вертикально перемещаемый шток и нагрузочную чашку. Нагружение стандартными разновесами с шагом нагружения 200 г.

Как и предполагалось, при использовании воды окатыши после сушки не обладали прочностью и рассыпались в порошок. Прочность на раздавливание сухих окатышей, полученных на водном растворе метилцеллюлозы, показала результат от 1,23 до 3,16 кг на окатыш в зависимости от концентрации раствора. Прочность на торфогеле оказалась самой значительной и составила от 1,72 до 5,17 кг на окатыш в зависимости от содержания сухого вещества в геле.



Рис.2 Сухие окатыши с использованием торфогеля в качестве связующего (фракция 12....18 мм)

По результатам работы были сделаны следующие выводы:

- Наличие водорастворимого или гелеобразного вещества в связующем снижает рабочую влажность окатывания по отношению к воде;
- Метилцеллюлоза и торфогель пригодны в качестве связующего и позволяют получить окатыши с достаточной прочностью как во влажном, так и в сухом виде;
- Возможно применение местного сырья (торфогель) для получения окатышей из железосодержащей фракции золотшлаков Северной теплоэлектроцентрали для металлургического передела;
- Требуется более детальное исследование влияния содержания торфогеля на прочностные и металлургические свойства окатышей.

Литература

1. Волкова Т.Н. Особенности использования железорудных окатышей / Т.Н. Волкова; науч. рук. С.Н. Федосеев // Прогрессивные технологии и экономика в машиностроении: сборник трудов VII Всероссийской научно-практической конференции для студентов и учащейся молодежи, г. Юрга, 7–9 апреля 2016 г.: в 2 т. – Томск: Изд-во ТПУ, 2016. – Т. 1. – С. 35 – 37.
2. Коротич В.И. Теоретические основы окомкования железорудных материалов. – М.: Металлургия, 1966. – 151 с.

**ОСОБЕННОСТИ АЛЮМОМАГНЕЗИАЛЬНОЙ ШПИНЕЛИ,
ПОЛУЧЕННОЙ ЗОЛЬ-ГЕЛЬ МЕТОДОМ**

Ф. Г. Хомидов, Ш.М. Ниязова

Научный руководитель – профессор З.Р. Кадырова
*Институт общей и неорганической химии Академии наук Республики Узбекистан,
г. Ташкент, Узбекистан*

Во все времена прогресс в науке и технике тесно связан с фундаментальными исследованиями, посвященными разработке новых видов функциональных материалов, в частности высокотемпературных плотноспеченных керамических материалов, которые имеют важные оптические свойства [4]. Особое место при этом занимает керамический материал, на основе чистых оксидов (Al_2O_3 , MgO , CaO , BeO , ZrO_2 и др.) и синтезированных продуктов на их основе (напр. шпинели), имеющих температуру плавления выше 2000-2500 °С, а также высокие физико-технические свойства, такие как высокая химическая чистота, плотность (3,57-3,72 г/см³), газонепроницаемость, термостойкость, химическая стойкость, механическая твердость (7,5-8 по шкале Мооса) [1, 4] при высоких температурах (механически и оптически стабильный вплоть до температуры 1250 °С и выше) и ряда других свойств. Алюмомагниева шпинель имеет широкое поле применения из-за ее высокой химической инертности и термомеханической свойства [4]. Алюмомагниева шпинель также хорошо известна своими оптическими свойствами, которые делают ее необходимым материалом в производстве прозрачной керамики для использования в видимом спектре, ближнем инфракрасном и микроволновом диапазоне частот.

В данное время для получения керамики и керамических материалов все шире используют химические методы, которые отличаются от традиционных механических методов получения порошков и требуют специального оборудования. Методы осаждения, гетерофазный синтез, золь-гель технологию проводят в жидкой среде; газофазный синтез, взаимодействие твердого тела с газом и процессы разложения солей, гидроксидов – в газовой среде [2].

В проведенных исследованиях нами изучено влияние глиноземсодержащего отхода (катализатора) Мубарекского ГПЗ для получения алюмомагнезиальной шпинели золь-гель методом. Использование золь-гель метода для синтеза керамических материалов является на сегодняшний день инновационным подходом. Схема получения керамического порошка по золь-гель технологии заключается в следующем [3].



Для синтеза шпинели золь-гель методом использовали тонкодисперсный гамма-глинозем как основной компонент, который является отработанным катализатором Мубарекского газоперерабатывающего завода (МГПЗ). Также использовали оксид магния, полученный путем обжига карбоната магния, HNO_3 , глюкозу ($C_6H_{12}O_6$) безводную и 5 %-ный раствор полиакриламида, частично гидролизованной с помощью $NaOH$ [3]. Результаты химического анализа глиноземистого отхода Мубарекского ГПЗ показали, что содержание $\gamma-Al_2O_3$ составляет примерно 93- 95 мас. % (таблица 1).

Таблица 1

Результаты химического анализа исследуемых сырьевых материалов

| Наименование сырья | Содержание оксидов на воздушно сухое вещество, мас. % | | | | | | ППП, % |
|-------------------------------|---|-----------|-----------|---------|-------|-----------|--------|
| | SiO_2 | Al_2O_3 | Fe_2O_3 | MgO | CaO | R_2O | |
| Отработанный катализатор МГПЗ | 1,3-1,7 | 93-95 | 0,2-0,4 | 0,4-0,8 | <0,25 | 0,25-0,45 | 1-1,4 |

В процессе получения алюмомагнезиальной шпинели золь-гель методом стехиометрическое количество отработанного катализатора $\gamma-Al_2O_3$, MgO и глюкозы перемешивали в сухом виде и измельчали до размера частиц менее 0,1 мкм. Полученную смесь растворяли в H_2O , частично разбавленной азотной кислоте. Раствор прекурсоров затем выдерживали на магнитной мешалке в течение 60 минут для получения гомогенной смеси, а pH поддерживали до 10 путем добавления $NaOH$ по каплям. После этого раствор непрерывно перемешивали на магнитной мешалке в течение 5 часов, поддерживая его температуру в диапазоне 50-60 °С. После этого, к полученной гомогенной жидкости добавляли 5 % раствор полиакриламида и получили гелевый осадок [3]. Готовый продукт был отфильтрован и высушен при комнатной температуре. Полученные образцы обжигали в интервале температур 650-1050 °С, повышая температуру для каждого отдельного образца на 50 °С с выдержкой 2 часа.

Для определения чистоты фазы и кристаллической структуры обожженных образцов использовали рентгенофазовый анализ на дифрактометре LABX XRD-6100 SHIMADZU в диапазоне 2θ 10-80 с использованием $CuK\alpha$ -излучение с длиной волны 1,5418 Å.

Рентгенофазовый анализ показал, что при термообработке 650 °С с выдержкой 30 мин происходит начало фазовых превращений исходных компонентов, в результате чего происходит новообразований в виде минерала

шпинели. При дальнейшем повышении температуры 950 °С в течение 120 минут 100 % полностью превращается в шпинель (рис. 1, таблица 2). Следует отметить, что $C_6H_{12}O_6$ добавляли с целью перемешивания и гомогенизации масс. Рентгеновские данные показали, что $C_6H_{12}O_6$ разлагается и не участвует в процессе минералообразования. Сгорание $C_6H_{12}O_6$ при температуре более 300 °С сопровождалось интенсивным кипением его кристаллов, которые разлагаются и улетучиваются [3].

Таблица 2

Результаты определения фазового состава термообработанных при различных температурах опытной массы с золь гель методом

| Фазовый состав опытных масс при различных температурах | | | | |
|--|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|
| 500 ⁰ С 30 мин. | 600 ⁰ С 30 мин. | 650 ⁰ С 30 мин. | 750 ⁰ С 30 мин. | 950 ⁰ С 30 мин. |
| аморфная фаза | аморфная фаза | шпинель | шпинель | шпинель |

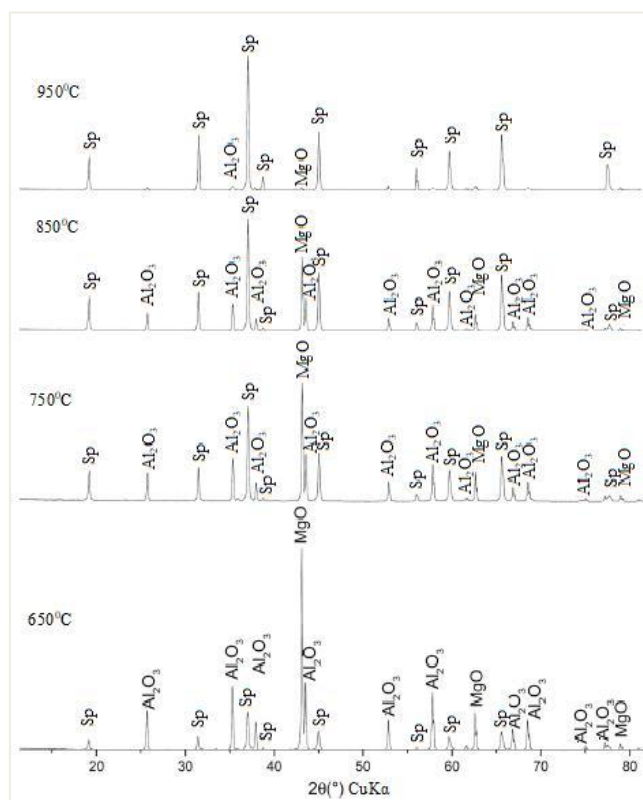


Рис. 1. Рентгенограммы опытных образцов, обработанных изотермически при температурах 650⁰С, 750⁰С, 850⁰С и 950⁰С в течении 30 мин.

Таким образом, в результате проведенных исследований изучены и созданы условия для синтеза шпинели путем использования золь гель метода. Получен тонкий керамический порошок, состоящий из основной фазы шпинели ($MgAl_2O_4$) [3], который получен из отходов и реактивного оксида магния марки «ч.д.а.», имеющего размеры частиц от 0,5 до 1 мкм.

Литература

- Zarazúa-Villalobos L., Téllez-Jurado L., at al. Synthesis of magnesium aluminate spinel nanopowder by sol–gel and low temperature processing // *Jur. Sol-Gel Sci. Technol.* – 2017. – P.110 – 120.
- Sol-gel Based Nanoceramic Materials: Preparation, Properties and Applications.* A.M. Kumar-Springer, 2017. – 297 p.
- Димитров Ц.И., Дойнов М.И. Золь-гель синтез тонкого керамического порошка из отходов. // Ресурсо- и энергосберегающие технологии в химической и нефтехимической промышленности: V межд. конф. имени Д.И. Менделеева. – Москва, 2013. – С. 90 – 92.
- Хомидов Ф.Г., Кадырова З.Р., Усманов Х.Л. Золь-гель синтез порошков алюмомагниевого шпинели для получения оптически прозрачной керамики // *Проблемы применения композитных полимерных материалов и арматуры в строительстве, в том числе сейсмических районов.* – Ташкент, 2019. – С. 71 – 72.

ПОЛУЧЕНИЕ КЕРАМИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ НА ОСНОВЕ АКТИВИРОВАННОГО ЦИРКОНОВОГО КОНЦЕНТРАТА

Ш.М. Шарафеев

Научный руководитель – профессор В.М. Погребенков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. Силикат циркония $Zr[SiO_4]$ в природе существует в виде минерала циркона, который является ценным с практической точки зрения сырьем. Природный циркон используется в технологии различных видов керамических материалов, а также глушеных эмалей и стекол. Также циркон подвергается глубокой физико-химической переработке с целью получения диоксида циркония, металлического циркония, а также различных цирконийсодержащих солей. Фактором, сдерживающим развитие технологий цирконийсодержащих материалов в России, является отсутствие самостоятельных действующих месторождений циркона. Небольшие его количества содержатся в ильменит-рутиловых россыпях, которые часто содержат кварц и глинистые минералы. Вследствие этого добыча циркона сопряжена с большими технологическими трудностями из-за необходимости в многоступенчатом обогащении руды для получения цирконовых концентратов удовлетворительного качества. В работе [7] отмечается, что производственный комплекс РФ находится в сильной импортной зависимости в поставках циркона со стороны Украины, Австралии и США, что негативно сказывается на экономическом благополучии страны. Повышение экономической целесообразности разработки цирконовых месторождений на территории России может быть достигнуто за счет дополнительной стимуляции спроса на цирконовый концентрат путем разработки новых технологий переработки циркона и получения цирконийсодержащих материалов.

В настоящее время перспективным методом переработки цирконового концентрата является его плазменная обработка, в результате которой силикат циркония подвергается плавлению и диссоциации на диоксиды циркония и кремния [2, 4, 5]. Продукт плазменной обработки циркона (PDZ – Plasma Dissociated Zircon) представляет собой сферические частицы, сложенные кристаллическими зернами моноклинного ZrO_2 , соединенными между собой прослойками кварцевого стекла. Наряду с методами, позволяющими получать чистый ZrO_2 из PDZ, практический интерес представляет использование данного продукта как высокоомогенной смеси из оксидов циркония и кремния для получения цирконовой и бадделеитоцирконовой керамики [3]. Высокая химическая активность аморфного кремнезема в PDZ позволяет эффективно удалять его при кипячении в щелочных растворах, что делает возможным регулирование химического и фазового состава керамики, однако при этом спекание материалов затрудняется [6]. Перспективным способом активации кремнеземсодержащих материалов к твердофазным процессам (в том числе к спеканию) является их обработка с помощью гидрофторида аммония (ГДФА), который преимущественно взаимодействует со структурным или примесным диоксидом кремния с образованием гексафторосиликата аммония (ГФСА), сублимационное удаление которого приводит к обескремниванию смесей или минералов. При этом взаимодействие ГДФА с зернами диоксида циркония приводит к их частичной деструкции за счет образования на их поверхности гептафтороцирконата аммония, который при нагревании разлагается до тетрафторида циркония. Таким образом, обработка PDZ с помощью ГДФА потенциально позволяет регулировать химический состав керамики в системе $ZrO_2 - SiO_2$ и интенсифицировать процессы спекания и синтеза материалов, что делает исследования в области получения керамики на основе нелетучих продуктов фтораммонийной обработки PDZ актуальными.

Цель работы. Получение бадделеитоцирконовой керамики на основе продуктов фтораммонийной обработки PDZ.

Методика проведения работы. В работе был использован продукт плазменной обработки природного цирконового концентрата марки КЦЗ, который измельчался в шаровой мельнице до величины удельной поверхности, равной $7 \text{ м}^2 / \text{г}$ (по ПСХ-2). Составы шихт PDZ с ГДФА (таблица 1) рассчитывались в предположении о том, что в процессе фторирования участвует только диоксид кремния по общей схеме реакции:

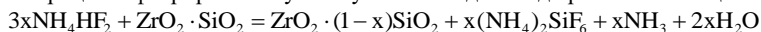


Таблица 1

Компонентные составы шихт для фторирования

| № | Мольное отношение ГДФА/PDZ, моль/моль | Теоретический продукт реакции по уравнению | Массовое содержание плазмодиссоциированного циркона, мас. % | Массовое содержание гидрофторида аммония, мас. % |
|---------|---------------------------------------|--|---|--|
| F-PDZ-0 | 0,0/1,0 | $ZrO_2 \cdot SiO_2$ | 100,00 | 0,00 |
| F-PDZ-1 | 0,5/1,0 | $ZrO_2 \cdot 0,83SiO_2$ | 86,54 | 13,46 |
| F-PDZ-2 | 1,0/1,0 | $ZrO_2 \cdot 0,67SiO_2$ | 76,27 | 23,73 |

Фтораммонийная активация проводилась путем термообработки смесей PDZ с ГДФА 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 ГДФА. Для сравнения характеристик спекания дополнительно готовилась смесь из диоксида циркония и диоксида кремния в соотношении 1:1 моль. Смешивание компонентов осуществлялось в шаровой мельнице путем длительного совместного помола соответствующих реактивов квалификации «ХЧ». Из полученных материалов методом полусухого прессования формовались образцы в виде

дисков, которые обжигались в электропечи с хромитлантановыми нагревателями при 1500, 1550 и 1600 °С с выдержкой при конечной температуре в течение 4 часов.

Результаты. Фазовый состав продуктов фтораммонийной активации PDZ сложен моноклинным диоксидом циркония, аморфным кремнеземом и небольшим количеством тетрафторида циркония, образовавшимся после разложения гексафтороцирконата аммония. В процессе обжига в среде воздуха фторид циркония ZrF_4 способен частично взаимодействовать с кислородом воздуха с образованием оксифторида циркония $ZrOF_2$. Большая часть фторида циркония согласно данным синхронного термического анализа сублимирует при температуре около 600 °С, не оказывая значительного влияния на фазообразование в процессе обжига.

Фазовый состав обожженных материалов представлен силикатом циркония и моноклинным диоксидом циркония. Количество диоксида циркония закономерно увеличивается при увеличении степени фтораммонийной обработки (от состава F-PDZ-0 к составу F-PDZ-2). Температура обжига не влияет на количественные соотношения между цирконом и бадделентом в полученных материалах, что свидетельствует о том, что процесс синтеза циркона завершается до температуры 1500 °С. Для смеси оксидов циркония и кремния наблюдается увеличение количества силиката циркония при увеличении температуры.

Результаты определения характеристик обожженных образцов представлены в таблице 2.

Таблица 2

Характеристики спеченных материалов в зависимости от температуры обжига

| Температура обжига, °С | Водопоглощение, % | Пористость открытая, % | Средняя плотность, г / см ³ | Огневая линейная усадка, % |
|---|-------------------|------------------------|--|----------------------------|
| F-PDZ-0 | | | | |
| 1500 | 10,00 | 28,89 | 2,87 | 3,2 |
| 1550 | 3,30 | 19,21 | 3,20 | 9,4 |
| 1600 | 1,10 | 1,89 | 3,75 | 11,8 |
| F-PDZ-1 | | | | |
| 1500 | 5,09 | 18,39 | 3,61 | 8,3 |
| 1550 | 1,68 | 6,91 | 4,11 | 11,9 |
| 1600 | 1,19 | 5,07 | 4,27 | 13,2 |
| F-PDZ-2 | | | | |
| 1500 | 5,68 | 19,62 | 3,45 | 8,0 |
| 1550 | 1,99 | 8,13 | 4,07 | 11,8 |
| 1600 | 1,20 | 5,00 | 4,16 | 13,2 |
| Смесь оксидов циркония и кремния | | | | |
| 1500 | 10,48 | 28,54 | 2,72 | 0,3 |
| 1550 | 9,15 | 25,47 | 2,78 | 1,6 |
| 1600 | 2,01 | 6,73 | 3,35 | 6,4 |

Для образцов всех серий наблюдается повышение степени их спекания при увеличении температуры обжига, однако полное спекание образцов до нулевой открытой пористости не достигается. При этом стоит отметить, что материалы на основе подвергнутого фтораммонийной обработке PDZ спекаются более интенсивно. Спекание PDZ протекает более интенсивно, чем смесь из индивидуальных оксидов, что обусловлено значительно более высокой однородностью распределения ZrO_2 и SiO_2 в продукте плазменной обработки циркона. Результаты измерений характеристик образцов составов F-PDZ-1 и F-PDZ-2 свидетельствуют о том, что при увеличении степени фтораммонийной обработки избыточное количество диоксида циркония негативно влияет на процессы спекания керамики, несмотря на более высокую степень активации исходных материалов. Снижение способности к спеканию происходит как вследствие того, что диоксид циркония спекается труднее, чем силикат циркония, так и по причине обратимого полиморфизма ZrO_2 , который при охлаждении из тетрагональной модификации переходит в моноклинную, обладающую меньшей плотностью [1, 6].

Литература

1. Garvie R.C. Improved thermal shock resistant refractories from plasma-dissociated zircon // Journal of Material Science. – 1979. – Vol. 14. – P. 817 – 822.
2. Evans A.M. Williamson J.P.H. Composition and microstructure of dissociated zircon produced in a plasma furnace // Journal of Material Science. – 1977. – Vol. 12. – P. 779 – 790.
3. McPherson R. Rao R. Shafer B.V. The reassociation of plasma dissociated zircon // Journal of Material Science. – 1985. – Vol. 20. – P. 2597 – 2602.
4. McPherson R. Shafer B.V. Spherulites and phase separation in plasma-dissociated zircon // Journal of Material Science. – 1984. – Vol. 19. – P. 2696 – 2704.
5. Rendtorff N.M. et al. Plasma Dissociated Zircon (PDZ) processing; Influence of the Zr:Si Ration in the composition, microstructure and thermal recrystallization // Procedia Materials Science. – 2012. – Vol. 1. – P. 337 – 342.
6. Williamson J.P.H. Lloyd D.E. The characterization of ceramic bodies produced from plasma dissociated zircon // Journal of Material Science. – 1981. – Vol. 16. – P. 1264 – 1272.
7. Ларичкин Ф.Д. и др. Циркон: ресурсы, рынки, перспективы // Цветные металлы. – 2013. – № 11. – С.14 – 17.

**ПОЛУЧЕНИЕ НИЗКОПОРИСТОЙ КЕРАМИКИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ
ДОЛОМИТОВОЙ ПОРОДЫ**

Ал. А. Эминов

**Научный руководитель – профессор М.И. Искандарова
Институт общей и неорганической химии Академии наук Республики Узбекистан,
г. Ташкент, Узбекистан**

Известно, что магнезиальные сырьевые ресурсы, в частности доломиты, широко применяются в керамической, металлургической, резинотехнической, строительной, химической, фарфорофаянсовой, огнеупорной, керамической, электротехнической, теплотехнической, пищевой и ряда других отраслях промышленности. Кроме того, изоморфное замещенное смеси оксидов магния и кальция в определенных пропорциях – это полуфабрикат для производства каустического магния. При этом следует отметить, что одним из направлений создания технологии производства новых теплоизоляционных, огнеупорных и строительных материалов с повышенными показателями является применение при их изготовлении магнезиальных, в частности доломитовых вяжущих материалов. Основными достоинствами магнезиальных материалов являются высокая механическая прочность при сжатии и изгибе, плотная структура, высокая температура плавления, получение быстротвердеющих камней и т.д. Также они характеризуются низкой теплопроводностью, высокой прочностью сцепления с заполнителями огнеупорных и вяжущих материалов.

Из литературных источников известно, что технологическое поведение ряда материалов в существенной мере определяется исходными их составляющими – химико-минералогическим, гранулометрическим составом и физико-химическими и технологическими свойствами сырьевых материалов.

К настоящему времени определено, что в Республике Узбекистан имеются огромные запасы магнезиальных минеральных сырьевых ресурсов, в частности доломитов и геологически разведано достаточное их количество. Для производства магнезиальных керамических материалов в республике имеется ряд сырьевых источников доломитов, из них потенциальными и перспективными являются Дехканабадские, Карашинские, Ходжаиканские, Саукбулакские, Мурунтауские, Ваушские, Сыпкинские, Музбулакские доломитовые месторождения [1, 2].

В связи с этим цель данной работы заключалась в исследовании доломита в качестве плавнеобразующего компонента для снижения температуры спекания при получении высокоглиноземистых низкопористых и высокопрочных керамических материалов, в виде мелющего тела. При этом следует отметить, что низкопористые керамические материалы тела, в частности муллитовые и муллитокорундовые являются основным элементом в процессе измельчения твердых и жидких материалов, также при гомогенизации, перемешивании и т.д. Низкопористые керамические мелющие тела могут применяться в качестве насадки для высокотемпературных промышленных печей и других тепловых агрегатов, работающих при температурном режиме до 1700 °С.

Следует отметить, что на всех промышленных предприятия, в том числе и Республики Узбекистан, в частности в производстве фарфора, керамики, огнеупоров, стекла и ряда других, в качестве дробящих материалов сырьевых компонентов, полуфабрикатов, отходов производств, а также перемешивания шихтовых составов различных масс, в основном применяют керамические мелющие тела. В связи со значительным ростом потребности различных промышленных предприятий Республики в вышеуказанных типах комплекующих материалов для производства высококачественных изделий, возникает необходимость изыскания и расширения сырьевой базы до объемов, способствующих обеспечению качественными сырьевыми ресурсами для технологии производства мелющих тел с заданными свойствами.

В результате анализа имеющейся информации в классической литературе и опубликованных изданиях выявлено [3, 4], что высокопрочными керамическими мелющими телами являются высокоглиноземистые, такие как корундовые, муллито-корундовые, муллитовые составы, имеющие высокую твердость, механическая прочность, износостойкость, в результате высокотемпературного обжига выше температуры 1600 °С.

Исходя из вышеуказанного, для проектирования нового эффективного состава высокоглиноземистых керамических мелющих тел, в качестве основных сырьевых компонентов использовали местные сырьевые ресурсы, в частности обогащенный каолин Альянского месторождения Самаркандской области, глиноземсодержащий отход (отработанный катализатор при очистке природного газа от серосодержащих соединений) Шуртанского газохимического комплекса, а также в качестве плавнеобразующего и минералообразующего компонента использовали доломит Музбулакского месторождения Навоийской области. В таблице 1 приведены результаты рационального химического анализа вещественного состава использованных отечественных сырьевых материалов для разработки состава высокоглиноземистых керамических мелющих тел.

Согласно классической технологии [4], содержание глинозема в высокоглиноземистых керамических мелющих телах должно составляет в пределах 74-75 мас. %. При этом следует отметить, что керамические мелющие тела обычно изготавливают методом пластического формования, температура обжига для их спекания составляет выше 1420 °С.

Известно, что в каолиновых сырьевых ресурсах, в частности в Альянском обогащенном каолине, содержание глинозема составляет 34-35 мас. %. Увеличение содержания глинозема, в шихтовом составе керамических масс достигается добавлением глиноземсодержащего отхода Шуртанского ГХК. Так как, на Шуртанском газохимическом комплексе используется технология сорбционной очистки природного газа от сернистых соединений с применением синтетических гранулированных цеолитов, представляющих собой высокопористые молекулярные сита, содержание Al_2O_3 в данном продукте составляет 82-90 мас. %, а после его прокаливании при температуре 1300 °С содержание Al_2O_3 обычно составляет не менее 95 мас. %. Продукт

прокаливания отработанного катализатора при 1300 °С представляет собой высокотемпературную форму оксида алюминия – α -корунд, т.е. готовый синтетический сырьевой компонент, пригодный для использования в производстве различных видов высокоглиноземистых изделий.

Таблица

Результаты химического анализа исследуемых сырьевых материалов для высокоглиноземистых масс

| Наименование сырья | Массовое содержание оксидов на воздушно сухое вещество, % | | | | | | | | | | | ППП | |
|---|---|--------------------------------|--|--------------------------------|-------|------------------|-------|-------|-------------------|------------------|-------------------------------|-------|-------------------------|
| | SiO ₂ | Al ₂ O ₃ | Fe ₂ O ₃ общ. | в том числе | | TiO ₂ | MgO | CaO | Na ₂ O | K ₂ O | P ₂ O ₅ | | SO ₃ общ. |
| | | | | Fe ₂ O ₃ | FeO | | | | | | | | |
| Альянский каолин обогащенный | 51,25 | 34,80 | 0,49 | 0,30 | 0,19 | 0,31 | 0,38 | 0,46 | 0,22 | 1,41 | 0,02 | 0,47 | 10,19 |
| Высокоглиноземистый отход Шуртанского ГХК | 6,00 | 85,28 | 1,60 | 1,60 | <0,25 | 0,85 | 1,32 | 1,23 | 0,60 | 0,17 | 0,01 | 0,10 | 2,84 |
| Прокаленный при 1300 °С отход Шуртанского ГХК | 1,35 | 96,11 | 0,90 | 0,74 | 0,16 | 0,34 | 0,68 | 0,35 | 0,20 | 0,05 | сл. | сл. | 0 |
| Музбулакский доломит | 1,25 | 0,65 | 0,38 | 0,02 | 0,32 | 0,03 | 21,17 | 29,84 | 0,04 | 0,08 | 0,02 | <0,01 | 45,91 |

Для получения низкопористой и высокопрочной керамической массы в композицию «глиноземсодержащий компонент – каолин» добавляли от 5 до 10 мас. % доломита Музбулакского месторождения, в результате чего в процессе обжига происходили снижение температуры спекания и улучшение реакционной способности исходных составляющих шихт. При высокотемпературном обжиге в данной композиции доломит играет роль плавнеобразующего компонента, повышает реакционную способность исходных компонентов глиноземсодержащего отхода и каолина. Так как доломит способствует полному спеканию полученных керамических масс, благодаря увеличению содержания жидкой фазы между минералами каолина и глинозема, в результате которого каолин и глинозем вступает в химическую реакцию уже при низких температурах и хорошо спекшаяся масса мелющего тела приобретает максимальную плотность. Из составляющих компонентов керамических шихт, доломиты Музбулакского месторождения представляют собой плотную, очень крепкую породу, от светло-серого до розовато-серого цвета. Результаты анализа вещественного состава доломитов Музбулакского месторождения показывает, что породы отличаются меньшим содержанием кремнезема, железа и большим содержанием оксида магния. На рисунке приведены результаты рентгенофазового анализа доломитов Музбулакского месторождения с линии дифракционными максимумами $d = 0,397; 0,362; 0,334; 0,286; 0,237; 0,217; 0,199; 0,183; 0,177$ нм.

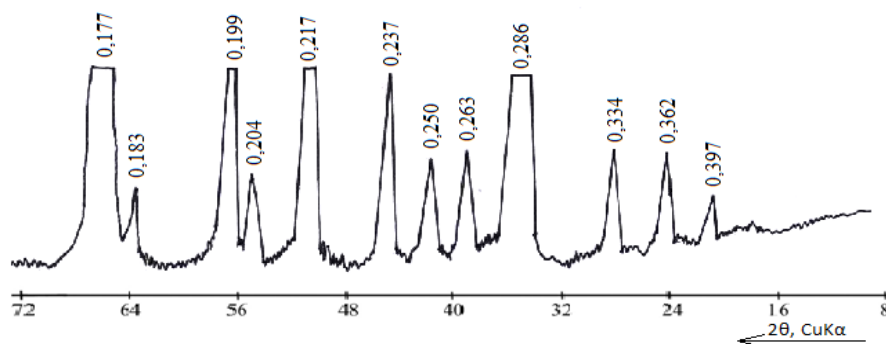


Рисунок. Рентгенограмма проб доломита Музбулакского месторождения

Как видно из дифрактограммы в минеральном составе этих пород по данным рентгенофазового анализа преобладает доломит ($d=0,286; 0,199; 0,177$ нм), β -кварц ($d=0,334; 0,204; 0,183$ нм), кальцит ($d=0,237; 0,217$ нм) в меньшей степени присутствуют рентгеноаморфное железо, и глинистые минералы.

Таким образом, на основе проведенных экспериментальных исследований показана перспективность использования доломитов Музбулакского в качестве плавнеобразующего компонента для получения низкопористых, высокопрочных высокоглиноземистых керамических мелющих тел.

Литература

1. Августиник А.И. Керамика. Изд.2-е, перераб. и доп. – Л.: Стройиздат (Ленингр.отд-ние), 1975. – 592 с.
2. Геолого-экономический мониторинг состояния и использования минерально-сырьевой базы нерудного сырья Узбекистана. Отчет по теме №647 за 2003-2005 гг. – Ташкент, 2005. – 204 с.
3. Долимов Т.Н. и др. Геология и полезные ископаемые Республики Узбекистан. – Ташкент: Университет, 1998. – 724 с.
4. Шевченко В.Я., Баринов С.М. Техническая керамика. – М.: Наука, 1993. – 187с.

С Е К Ц И Я 14

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

АНАЛИЗ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ ОДНОГО ПРОХОДНОГО ДИАМЕТРА ПО ТЕХНОЛОГИИ «MONOBORE WELLS»

В.В. Антипов¹

Научный руководитель - доцент А.В. Ковалёв²

¹АО «ТомскНИПИнефть», г. Томск, Россия

²Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В связи с тенденцией углубления строящихся нефтяных и газовых скважин возрастает необходимость совершенствования существующих технологий. При этом остро встаёт проблема удорожания строительства за счёт увеличения продолжительности работ и объёмов требуемых материальных ресурсов. В связи с этим необходимо разработать технические решения, позволяющие снизить сроки строительства и удешевляющие стоимость работ. Для достижения этой цели поставлены следующие задачи: изучить имеющиеся данные по строительству сверхглубоких скважин, выделить наиболее перспективные технологии, изучить их и провести соответствующие расчёты, оценить экономический эффект и предложить внедрение в конкретных геолого-технических условиях.

Из имеющихся данных путем отсева тривиальных решений было выделено развивающееся направление строительства скважин с применением технологии бурения монодиаметром. На данный момент скважин, построенных по данной технологии немного, однако наблюдался положительный экономический эффект, составляющий порядка 30%.

Суть технологии заключается в бурении скважины одним проходным диаметром и отходе от традиционной «телескопической структуры» конструкции скважины. Для бурения горной породы (рис.1А, п.1) применяются компоновки низа бурильной колонны с совместным использованием долота (рис.1А, п.5) и раздвижного расширителя (рис.1А, п.4). В обсаженном стволе (рис.1А, п.2) скважины расширитель находится в сложенном состоянии, а в открытом стволе (рис.1А, п.3) активируется и увеличивает диаметр разбуриваемого ствола. После окончания бурения интервала в скважину спускается компоновка, состоящая из расширяемого хвостовика (рис.1Б, п.9), герметизирующих элементов (рис.1Б, п.8), расширяющего узла-развальцевателя (рис.1Б, п.10), якоря (рис.1Б, п.7), башмака (рис.1Г, п.13). Для беспрепятственного прохождения компоновки в транспортном положении её диаметр меньше внутреннего диаметра предыдущей секции. При спуске на проектную глубину якорь, находящийся в голове хвостовика, активируется и не позволяет хвостовику смещаться вдоль ствола скважины при увеличении диаметра с протягиванием узла-развальцевателя. Затем осуществляется продавка порции тампонажного раствора (рис.1В, п.11) требуемого объёма. Так как протяжённость хвостовиков меньше протяжённости колонны при традиционной конструкции, цементирование можно осуществлять на повышенных скоростях закачки с меньшим временем загустевания и ожидание затвердевания цемента. Возникающие при этом давления будут значительно меньше. Затем начинается расширение труб путём повышения давления и обратного протягивания на транспортной колонне (рис.1Б, п.6) развальцевателя конической формы. Для обеспечения герметичности между секциями обсадных труб крепление происходит внахлёт с использованием герметизирующих устройств (рис.1Д, п.14). Подъём цемента (рис.1Г, п.12) происходит за счёт уменьшения объём затрубного пространства. При расширении обсадной трубы в предыдущей секции происходит развальцовка сразу двух труб. После расширения обсадных труб якорь, фиксировавший трубы в требуемом интервале, снимается, вымываются остатки цемента, производится подъём компоновки. В дальнейшем разбуривается цементный стакан, бурение интервала под следующую секцию происходит аналогично [1].

При данном способе сохраняется единый внутренний диаметр обсадной колонны. Это позволяет отказаться от применения оборудования компоновок низа бурильной колонны различного диаметра, снижает диаметр и количество спускаемых промежуточных колонн, позволяет увеличить диаметр эксплуатационной колонны, снижает объём выбуренной породы, как следствие уменьшает загрязнение окружающей среды. При сохранении единого диаметра, требуемого для эффективной эксплуатации целевого объекта, уменьшается металлоёмкость конструкции скважины, объёмы приготавливаемых буровых растворов, а также требуется менее производительное оборудование. Противовыбросовое оборудование, колонная обвязка имеют меньшие размеры и массу. Очень важно отметить сокращение рисков прихватав бурильной колонны, так как уменьшается длина буримых интервалов и продолжительность бурения.

Основным преимуществом данной технологии является то, что при бурении под новую секцию можно в любой момент обсадить интервал. Данным фактом можно пользоваться при вскрытии зон поглощений. После вскрытия интервала и получения осложнения, спускается колонна, осуществляется цементирование, после чего ствол становится обсаженным. Эта идея имеет большой потенциал при вскрытии неустойчивых коллекторов, при бурении в Западной Сибири – отложений Палеозоя.

При бурении сверхглубоких скважин с большим отходом забоя от вертикали очень важную роль играют грузоподъёмность буровой установки, мощность насосов, качество буровых растворов и многие другие.

Большинство этих параметров можно нивелировать с помощью применения технологии бурения монодиаметром. Вместо спуска протяжённых колонн, применения их большого числа, что приводит к росту начального диаметра, следует спускать расширяемые хвостовики секциями длиной порядка 300-400 м и беспрепятственно обсаживать ствол скважины, исключая многие осложнения.

Однако весомым минусом данной технологии являются относительно низкие характеристики спускаемых расширяемых труб. Это связано с тем, что с ростом прочности применяемой стали возникнут трудности при расширении труб. Также, на данный момент, не отлажено качественное производство труб, удовлетворяющих условиям крепления монодиаметром. Выпускаемые профильные перекрыватели способны выдержать около 5-6 МПа наружного избыточного давления и 22-25 МПа внутреннего избыточного давления [2]. Однако с учётом всех исходных данных применение технологии возможно при соблюдении ряда технологических требований. Для этого следует постоянно поддерживать бурение на репрессии, либо на равновесии с учётом всех критических нагрузок. Совместно с бурением монодиаметром рекомендуется применять технологию бурения с регулируемым давлением. Это позволит избежать падения давления внутри обсаженной части ствола, что может привести к смятию колонны. Также при проектировании бурения долотом с расширителем диаметром 220,7 мм внутрь колонны, пробуренной по технологии монодиаметра, можно спустить колонну диаметром 140-146 мм, что приведёт лишь к незначительному удорожанию строительства, однако позволит зацементировать и надёжно обсадить ствол с учётом того, что снаружи уже будет присутствовать обсадная колонна.

Данная технология не имеет целесообразности применения на месторождениях с классической конструкцией скважины, состоящей из 3-4 колонн. Однако с ростом протяжённости ствола скважины появляется заметная рентабельность 30-50 % [3]. Дополнительно стоит отметить возможность применения комбинированного способа строительства скважин, при котором до определённого этапа скважина строится традиционным способом, а затем переходит к технологии бурения монодиаметром. Такой способ строительства актуален при бурении горизонтальных участков скважины по неустойчивым породам, в частности, по Палеозою на месторождениях Западной Сибири. Для реализации данного метода строительства в нижнюю часть эксплуатационной колонны, спускаемой в кровлю продуктивного пласта требуется установить секцию расширяемых обсадных труб. После спуска эксплуатационной колонны производится расширение и цементирование, далее скважина полностью строится по технологии бурения с монодиаметром. В настоящее время осуществляется расчёт данной конструкции, расчёт эффективности её внедрения и оценка рисков.

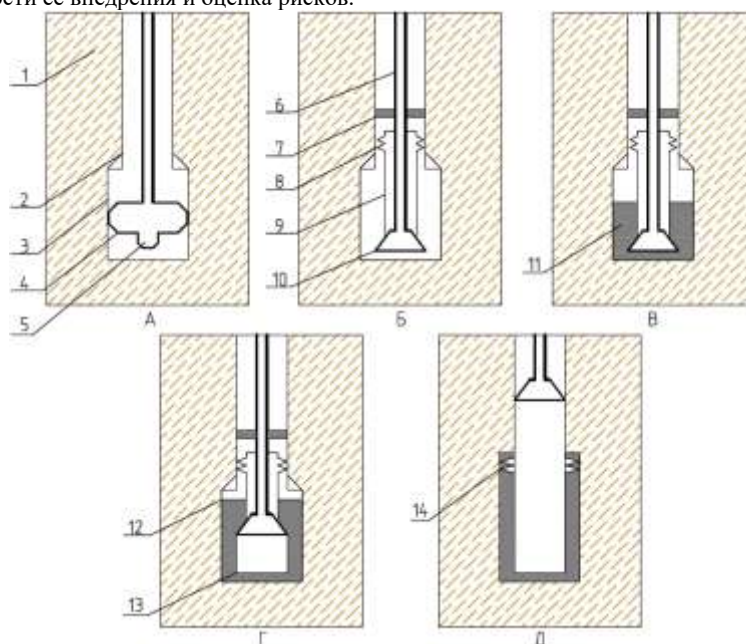


Рис. 1. Последовательность операций при строительстве скважин по технологии «Monobore wells»:
А-бурение с расширением; Б-спуск компоновки; В-закачка цемента; Г-расширение хвостовика; Д-снятие якоря, промывка, подъём. 1-горная порода, 2-предыдущая секция обсадной колонны, 3-открытый ствол, 4-расширитель, 5-долото, 6-транспортная колонна, 7-якорь, 8-герметизирующие элементы, 9-расширяемый хвостовик, 10-узел-развальцеватель, 11-закачиваемый цемент, 12-подъём цемента при расширении, 13-баишмак, 14-герметизация в стыке колонн.

Литература

1. Монодиаметральное бурение «Шелл» [Электронный ресурс]/ Режим доступа: <https://www.shell.com.ru/> (дата обращения 01.02.2020 г.).
2. ООО «Инновации в бурении» [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.inbur.ru/> (дата обращения 03.02.2020 г.).
3. Шваков А.Н., Органов А.С. Перспективы строительства нефтяных и газовых скважин монодиаметра с применением расширяемых обсадных труб // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. 2007 г.

АКТУАЛЬНОСТЬ И ВОЗНИКАЮЩИЕ ПРОБЛЕМЫ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН В НЕУСТОЙЧИВЫХ ГЛИНИСТО-АРГИЛЛИТОВЫХ ПОРОДАХ

А.Д. Бакирова, Д.В. Шаляпин

Научный руководитель - профессор В.Г. Кузнецов
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Сохранение целостности стенок скважины в глинисто-аргиллитовых отложениях по-прежнему является актуальной производственной проблемой и областью научных исследований для предприятий Западной Сибири. На бурение боковых стволов в неустойчивых глинистых горных породах уходит большое количество непроизводственного времени, связанного с ликвидацией возникающих осложнений. Для решения данной проблемы был проведен анализ фактических причин осложнений при бурении боковых стволов на разные эксплуатационные объекты. Показано, что значительное непроизводительное время занимают осложнения, связанные с потерей устойчивости ствола скважины. Так, при бурении боковых стволов на некоторые эксплуатационные объекты уходит до 50% времени на устранение потери устойчивости стенок скважин уходит от общего времени строительства скважины. Даны наиболее эффективные рекомендации по предупреждению потери устойчивости глинисто-аргиллитовых горных пород: строгий контроль плотности бурового раствора, изменений давления, применение высокоингибирующих буровых растворов, при возникновении осложнений – установка закрепляющих ванн.

Бурение скважин в интервалах неустойчивых глинистых и глинисто-аргиллитовых пород часто связано с различными осложнениями – это набухание, пльвуны, осыпи, обвалы, как следствие прихвата инструмента и др. что может закончиться даже потерей ствола.

Несмотря на накопленный отечественный опыт бурения в различных горно-геологических условиях, затраты на борьбу с осложнениями при проводке скважин остаются значительными и могут достигать 10 %. Это обусловлено осложнением условий бурения, увеличением числа наклонных и горизонтальных скважин. На ликвидацию осложнений, связанных с неустойчивостью горных пород при бурении, затрачивается более 50 % аварийного времени [1-3].

Осыпи и обвалы стенок скважины в основном отмечаются при прохождении уплотненных глин, аргиллитов или глинистых сланцев. В процессе бурения происходит увлажнение таких пород, что в итоге снижает предел их прочности, хотя причины этого, как будет показано ниже, гораздо разнообразнее и сложнее.

Проникновение свободной воды, которая содержится в буровых растворах, в горизонты, сложенные уплотненными глинами, аргиллитами или глинистыми сланцами, приводит к их набуханию, выпучиванию в ствол скважины и, в конечном счете, к обрушению на забой [4, 5].

Большой накопленный опыт бурения показывает, что использование современного бурового оборудования и технологий, а также современных промывочных жидкостей, предназначенных для бурения скважин со значительными вертикальными отходами в разрезах, сложенными глинистыми и аргиллитовыми отложениями (неустойчивые породы), не всегда обеспечивают проводку таких скважин без осложнений.

Для решения проблемы сохранения устойчивости ствола необходимо глубокое понимание причин, вызывающих неустойчивость, факторов, способствующих этому, механизмов, протекающих в таких породах. И, только после этого, на основании теоретического знания, анализа и практического опыта, необходимо предпринимать пути поиска или создания промывочных жидкостей, новых технологий, направленных на сохранение устойчивости ствола при бурении в глинистых и глинисто-аргиллитовых породах.

Решение описанной проблемы по сохранению целостности ствола скважины находится в детальном изучении причин неустойчивости. Анализ научной работы [6] позволяет выявить основные причины возникновения неустойчивости глинисто-аргиллитовых пород при бурении скважин в соответствующих интервалах:

1. Разгрузка горной породы со стороны скважины при бурении и отсутствие соответствующей компенсации гидростатическим давлением. По мнению авторов [7] причины обвалов связаны с тем, что при бурении глинистые минералы, из-за снижения бокового давления, упруго расширяются, так как гидростатическое давление, создаваемое столбом бурового раствора, не компенсирует потерю горного давления со стороны скважины. При этом порода впитывает воду из бурового раствора. Вода, проникая в поры глины, «включает» капиллярное давление, и начинается выпучивание глины. Глина обрушается и попадает в ствол скважины – идет образование каверн. Помимо этого, на устойчивость ствола скважины влияет напряженное состояние горных пород. Так, горное давление в значительной степени влияет на выпадение частиц глин в ствол скважины, ввиду слабого противодействия на пласт.

2. Увлажнение и набухание глинистых частиц при их гидратации в результате проникновения фильтрата бурового раствора в породу, в том числе и через микротрещины. По мнению авторов [8], причиной неустойчивости глинистых пород является их увлажнение – пропитка дисперсной средой межчастичного и межпакетного пространства, приводящая к набуханию, нарушению строения и ослаблению прочности структурных связей между частицами пород. Такого же мнения придерживаются и авторы [9], которые считают, что неустойчивость пород в скважинах связана главным образом с набуханием глинистых частиц, которое, в свою очередь, обусловлено гидрофильным характером глинистых минералов.

3. Осмотическое набухание глинистых частиц, связанное с различной минерализацией среды в скважине и флюида в породе. Общеизвестно, что набухание глинистых пород происходит в результате воздействия на них воды, содержащейся в фильтрате бурового раствора на водной основе, который может проникать в породу путем фильтрации, вода – в результате осмоса, растворенные в ней вещества, в том числе в процессе диффузии. Причиной осмотического набухания является разница концентраций солей в воде, окружающей набухающие агрегаты, и во

внутриагрегатном растворе. Если концентрация внешнего по отношению к набухающим агрегатам раствора меньше суммарной концентрации раствора, находящегося во внутриагрегатных порах, то происходит набухание породы, которое возрастает с повышением разницы концентраций этих растворов. Если концентрация внешнего раствора больше концентрации порового раствора, то может происходить обратный процесс. При этом может наблюдаться сжатие породы, подобное происходящему при ее высыхании.

Практический опыт бурения скважин позволил выработать различные технические и технологические способы по предупреждению неустойчивости ствола скважины. В основном, к этим способам относятся регулирование параметров промывочной жидкости (плотность, показатель фильтрации и вязкость) и регулирование физико-химического взаимодействия бурового раствора на стенки скважины [10].

Промышленный опыт строительства скважин на Ватъеганском месторождении с применением некоторых, успешно апробированных на других месторождениях, буровых промывочных жидкостей на водной основе выявил высокую вероятность осыпей покрышки пласта БВ₁. Это объясняется высокой чувствительностью глинистых пород к фильтрации, что требует использования специальных буровых растворов.

Одним из методов борьбы с неустойчивостью стенок скважин является поддержание максимально возможной плотности промывочной жидкости, что считается главным фактором стабилизации и поддержания устойчивости стенок скважины [11]. Наличие зон с аномально-низкими пластовыми давлениями во вскрытых бурением пластах группы А и в целевых группы Б, повышает риски при применении буровых растворов повышенной плотности.

Другим методом борьбы с гидратацией глин является применение растворов на углеводородной основе (РУО) и высококонцентрированных солевых растворов, поскольку данные промывочные жидкости не фильтруются в глинистые породы. Но в то же время из-за высокой вязкости и эквивалентной циркуляционной плотности (ЭЦП) возникают поглощения, особенно при наличии во вскрытом геологическом разрезе зон с низкими пластовыми давлениями [12].

Механическая кольматация также представляет собой способ предотвращения проникновения фильтрата в глины и аргиллиты. Закупоривание трещин и пор горных пород происходит за счет применения реагентов, размеры которых равны или превышают размер самих пор.

Таким образом, способы предупреждения потери устойчивости ствола скважины можно классифицировать следующим образом:

1. Контроль плотности бурового раствора (поддержание минимально необходимой/максимально допустимой плотности), а также контроль колебаний давлений в стволе скважины во время проведения технологических операций;
2. Применение буровых растворов на водной основе с высокими ингибирующими и крепящими свойствами либо растворов на безводной основе (РУО, обратные эмульсии);
3. Установка закрепляющих поверхность породы ванн в призабойной зоне пласта.

Проанализированы причины потери устойчивости и способы предупреждения осложнений ствола скважины при бурении в интервалах глинисто-аргиллитовых пород. Проблема набухания глинисто-аргиллитовых горных пород является актуальной, поскольку не разработаны унифицированные и действенные методы по борьбе и предотвращению аварий и осложнений, вызванных проникновением фильтрата в глинистые минералы.

Литература

1. Бакиров Д.Л. Обеспечение безаварийной проводки горизонтальных боковых стволов в интервалах залегания неустойчивых пород // Нефтяное хозяйство. – 2011. - №8 С. 46-49.
2. Бакиров Д.Л., Фаттахов М.М., Бабушкин Э.В., Ковалев В.Н. Совершенствование технологии строительства горизонтальных скважин // Бурение и нефть. 2019. № 1. С. 48 – 53.
3. Басарыгин Ю. М., Булатов А. И., Проселков Ю. М. Бурение нефтяных и газовых скважин - Учебное пособие для вузов. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 632 с.
4. Басарыгин Ю. М., Булатов А. И., Проселков Ю. М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин – Учебник. М.: Недра, 2000. – 679 с.
5. Вадецкий Ю. В. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учебник для начального проф. образования. – 6-е изд., испр. – М.: Академия, 2011. – 352 с.
6. Войтенко В. С. Технология и техника бурения: учеб. пособие / В.С. Войтенко [и др.]; под общ. ред. В.С. Войтенко. В 2 ч. Ч. 2. Технология бурения скважин. – Минск: Новое знание; М.: ИНФРА-М, 2013. – 613 с.
7. Кудряшов Б. Б., Яковлев А. М. Бурение скважин в осложненных условиях: учеб. Пособие для вузов. – М.: Недра, 1987. – 269 с.
8. Курочкин Б. М. Техника и технология ликвидации осложнений при бурении и капитальном ремонте скважин, ч. 1. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2007
9. Проблема развития Западно-Сибирского топливно-энергетического комплекса: Сбор. науч. тр. / ЗапСибНИГНИ. Тюмень, 1984. - С.34-36.
10. Пустовойтенко И. П. Предупреждения и методы ликвидации аварий и осложнений в бурении: учебное пособие для профтехобразования. – М.: Недра, 1987. – 237 с.
11. Курочкин Б. М. Техника и технология ликвидации осложнений при бурении и капитальном ремонте скважин: В 2 частях – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. – Ч. 2. - 555 с.
12. Фаттахов М. М. Предупреждение и борьба с дифференциальными прихватами при бурении горизонтальных и субгоризонтальных участков скважин // Бурение и нефть. – 2012. - №8 С. 38-41.

АЛЬТЕРНАТИВНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ЗАКАНЧИВАНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Е.Ю. Биктимиркин

Научный руководитель - старший преподаватель Г.С. Мозговой
Самарский государственный технический университет г. Самара, Россия

Данная статья описывает альтернативную технологию заканчивания горизонтальных скважин. Предполагается применение хвостовика, составленного из стеклопластиковых труб, специального керамического тампонажного состава, который возможно использовать как для ликвидации негерметичности эксплуатационных колонн, так и для крепления призабойных зон, изменяя отверждающийся состав и добавляя регуляторы не меняя основу состава. Для создания притока флюида в скважину описывается проведение гидроразрывной перфорации с последующим гидроразрывом пласта.

Использование стальных обсадных труб в качестве эксплуатационных колонн при строительстве скважин может сопровождаться процессами коррозии. Применение стеклопластиковых обсадных колонн исключает затраты на ремонтно-восстановительные работы и проведение катодной защиты. Основными компонентами материала стеклопластиковых труб являются эпоксидная смола и стеклонить. Для ускорения процесса полимеризации в смолу добавляют отвердитель и ускоритель. Эпоксидная смола относится к термоактивным пластикам: после добавки отвердителя и соответствующей термообработки в этой смеси происходят химические реакции, вследствие которых макромолекулы сшиваются, что повышает прочность пластика.

В составе хвостовика, составленного из СПОТ, не применяются металлические элементы. При спуске в скважину внутренний диаметр каждой СПОТ проверяют специальным пластиковым шаблоном длиной 350 мм и диаметром 92 мм. Свинчивание СПОТ проводится вручную ременными ключами. Так как плотность материала СПОТ в 4 раза меньше плотности стали, на последнем этапе цементирования возникает вероятность всплытия колонны, составленной из таких труб. Для исключения всплытия необходимо, чтобы плотности тампонажного раствора и продажной жидкости были близки.

Существует большое разнообразие методов, технологий и технических устройств. Применение их позволяет ликвидировать заколонные перетоки в скважинах и восстановить герметичность заколонного пространства. Так же имеется необходимость установки заколонных пакеров. Как и у всех технологий данный метод помимо достоинств имеет и ряд недостатков, описанных ниже:

1. Отсутствие методов определения герметичности посадки пакера
2. Высокий риск невозможности извлечения пакеров.
3. Увеличение стоимости последующих ремонтов скважин.
4. Установка пакера не гарантирует предотвращение перетока флюида через коллектор.

Исходя из этого, предлагается вариант использования специальных керамических составов с низкой водоотдачей и расширяющимся эффектом. Данная композиция имеет плотность равную 1500 кг/м³, что обуславливает возможность её применение в данной технологии. Этот состав способен проникать в минимальные зазоры, тем самым гарантирует отсутствие перетока флюида. Преимущества данной композиции – возможность использования состава как для ликвидации негерметичности эксплуатационных колонн, так и для крепления призабойных зон пескопроявляющих скважин изменяя состав отверждения и добавляя регуляторы не меняя основу состава.

Состав состоит из синергетической смеси неорганических материалов и минеральных добавок. Преимуществом состава является водная микродисперсия растворенного полимера, который обладает высокой адгезией к породе, цементу и металлу, низкой вязкостью способствующей высокой проницаемости, высокими прочностными характеристиками. Ограничением является приемистость от 0 до 150 м³/сут. Оптимальная рабочая температура от 0°С до плюс 90°С. Прочность на сжатие керамического состава 45,91 МПа. Технические характеристики керамического состава описаны в таблице 1.

Таблица 1

Технические характеристики керамического состава

| Наименование показателей | Значение | | |
|-----------------------------|-------------|-------------|-------|
| Водоотделение, мл | 5,0 | | |
| Сроки схватывания, час-мин: | | | |
| Начало, не ранее | 5-25 | | |
| Конец, не позднее | 6-30 | | |
| Время загустевания, мин. | При 0,1 МПа | При 0,7 МПа | |
| 30 ВС | 235 | 232 | |
| 70 ВС | 273 | 270 | |
| Время выдержки, часы | 48 | 100 | 150 |
| Прочность, МПа | | | |
| Изгиб | 10,2 | 14,2 | 15,34 |
| Сжатие | 32,3 | 44,26 | 45,19 |
| Адгезия, МПа | | | |
| Колонна | 6,3 | 6,3 | 8,9 |
| порода | 2,3 | 3,7 | 4,0 |

Рассмотрим технологию ускоренного ввода скважины в работу ГПП+ГРП.

Технология основана на непрерывной работе флота ГНКТ выполняющего помимо основной работы, ещё и гидropескоструйную перфорацию, и флота ГРП выполняющего гидравлический разрыв пласта без ограничений по массе пропанта и других осложняющих факторов.

Главной особенностью многостадийного ГПП+ГРП в наклонных и горизонтальных скважинах является то, что они должны быть инициированы из определенных интервалов пласта и геометрические параметры создаваемых при этом трещин (длина, ширина) определяются предельной высотой трещины. В горизонтальных скважинах принципиальное значение имеет количество и ориентация трещин относительно ствола, а также длина трещин. Много стадийный ГПП+ГРП как средство воздействия на участок залежи наиболее эффективны при системном их использовании в добывающих и нагнетательных скважинах в комплексе с методами увеличения нефтеотдачи пластов.

Эффективное применение ГПП (гидropескоструйной перфорации) и ГРП (гидроразрыва пласта) в скважинах позволит:

- вскрыть несколько пластов (это особенно эффективно при наличии множества пропластков, которые можно подвергнуть ГРП по отдельности);

- провести несколько последовательных операций гидроразрыва, обойтись меньшим количеством пропанта, так как он не расходуется на расклинивание глинистых перемычек, а распространяется только в целевые зоны.

Проблема селективных гидроразрывов в ГС может быть успешно решена при объединении технологий гидropескоструйной перфорации и гидроразрыва пласта. При этом технология селективного создания трещин выглядит следующим образом. Первый этап – предварительная резка колонны. Следующий этап – образованием серии каверн путем проведения ГПП. И завершение технологии – разрыв пласта. При выполнении гидropескоструйной перфорации энергия давления смеси жидкости и песка в колонне НКТ преобразуется в кинетическую энергию струи. В образованной полости скорость струи снижается, статическое давление в полости возрастает. При определенных значениях параметров струи и давления в кольцевом пространстве происходит инициация образования трещины. Иницируемые из серии отверстий перфоратора трещины образуют совместную трещину. Как следствие, путем соответствующего размещения перфорационных отверстий обеспечивается возможность уточнения интервала начала развития трещины.

Литература

1. Зарипов И.М., Исхаков А.Р., Катеев Р.И., Зарипов А.М. Опыт строительства скважин с эксплуатационной колонной, составленной из стеклопластиковых обсадных труб, в ПАО «Татнефть». // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 1137 – с. 18-20.
2. Лаврентьев И.Д. Применение стеклопластиковых обсадных труб // Сборник материалов Международной научно-практической конференции молодых ученых "Энергия молодежи для нефтегазовой индустрии". – 2018. – №3 – с. 142-145.

КОНЕЧНО-ЭЛЕМЕНТНЫЙ ПРОЧНОСТНОЙ АНАЛИЗ ЛОВИТЕЛЯ-СИГНАЛИЗАТОРА ЛС-АСМТ-62Х21 В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ ANSYS

И.В. Билянская

Научный руководитель - профессор К.В. Сызранцева
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

При проведении геофизических исследований и работ в скважинах применяется сигнализирующее устройство (ловушка), которое входит в комплект устьевого оборудования для исследования скважин.

В случае аварийного обрыва кабеля от удара об уплотнитель для предотвращения падения геофизического прибора в скважину, а также для подачи сигнала при подъёме прибора в лубрикатор применяют ловитель-сигнализатор. Он оснащен поворотной заслонкой с ручным или гидравлическим приводом, чтобы обеспечивать прохождение прибора в скважину на выходе его из лубрикатора. Заслонка автоматически пропускает прибор в лубрикатор при подъёме, а затем перекрывает входное отверстие.

В данной статье рассмотрен ловитель-сигнализатор ЛС-АСМТ-62х21 производства компании ООО «АСМТ». В процессе эксплуатации данного устройства заказчиком был выявлен следующий изъян: от падения и удара геофизического прибора о заслонку она была деформирована, и в последующем трудноизвлекаема из конструкции. Предприятием-изготовителем было принято решение об анализе прочностной надежности данного элемента для выполнения последующей оптимизации его конструкции. Решить данную задачу можно с использованием численных методов теории упругости, в частности, методом конечных элементов. Настоящий метод является наиболее эффективным и широко используемым современным средством достоверного определения "опасных" мест конструкции [3].

В данной работе в качестве образца была взята составная часть ловителя-сигнализатора, а именно заслонка, выполненная из стали 30Х13. Воспользуемся одним из наиболее распространённых программных продуктов для расчета напряженно-деформированного состояния при заданных условиях – программным комплексом ANSYS [3, 4].

Конечно-элементный анализ включает следующие стадии:

1. На начальном этапе строим геометрическую модель заслонки в программном комплексе SolidWorks и импортируем готовую модель в ПК ANSYS через формат ACIS [2].
2. Далее создаем конечно-элементную сетку. Разбивку выполняем с использованием квадратичного элемента SOLID187, предназначенного для построения криволинейных поверхностей на компонентах со сложной геометрией. Для обеспечения достаточной плотности сетки с помощью команды ESIZE указываем размеры элементов 2 мм для всех компонентов модели.
3. После этого задаем граничные условия. Анализировать будем всего лишь 1/2 модели, так как она симметрична относительно одной плоскости. Посредством команды DA, AREA, SYMM задаем условия симметрии на плоскостях разреза. Жесткую заделку ставим в опоре заслонки и на конце выступающего мыска с помощью команды DA, AREA, ALL. Нагрузку прикладываем вниз по оси Y равную 500 Н.
4. Применяем команду SPARSE SOLVER для решения задачи, которая стандартно используется в ANSYS.
5. На заключительном этапе выполняем просмотр и анализ результатов.

В процессе проведения анализа была получена картина распределения суммарных перемещений, представленная на рисунке 1. Для наглядности деформация модели преувеличена в 40 раз.

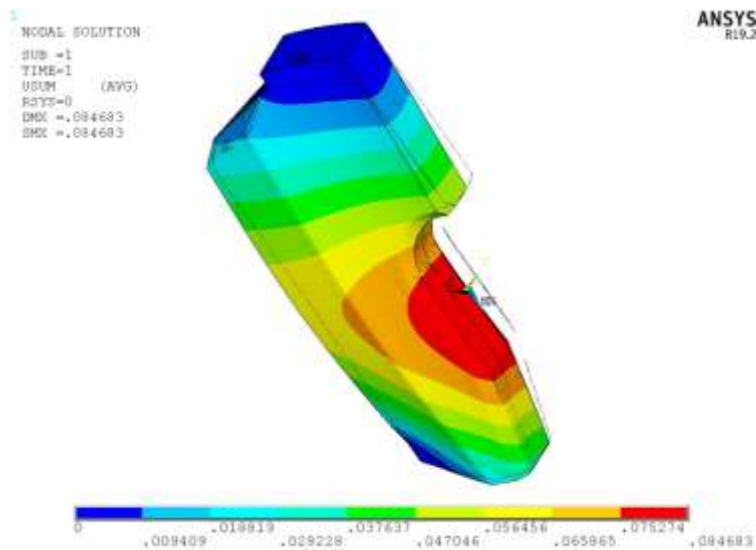


Рис.1 Распределение суммарных перемещений

Распределения эквивалентных напряжений по Мизесу представлены на рисунке 2 и 3. Максимальное значение равно 550,441 МПа, что не превышает предел текучести материала 588 МПа [1]. Условие прочности детали выполняется, однако коэффициент запаса прочности является крайне низким: 1,07. Это вызывает необходимость проведения оптимизации геометрической формы детали для обеспечения ее прочностной надежности. Данные исследования будут продолжением настоящей работы.

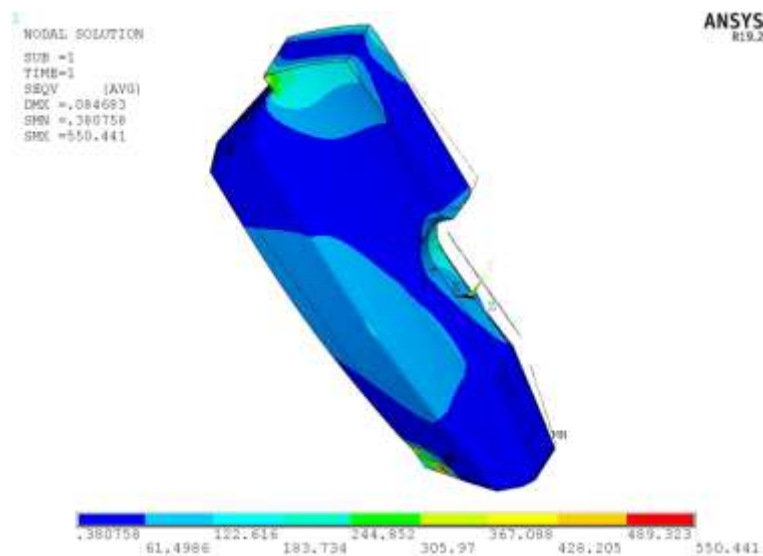


Рис.2 Распределение эквивалентных напряжений по Мизесу. Вид снизу

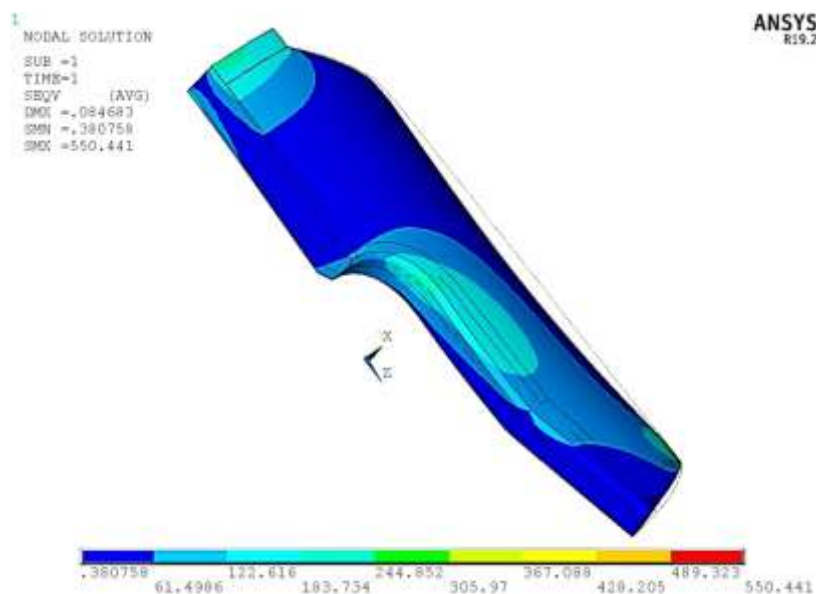


Рис.3 Распределение эквивалентных напряжений по Мизесу. Вид сбоку

Литература

1. Марочник сталей и сплавов. 2-ое изд., доп. и испр. / А. С. Зубченко, М. М. Колосков, Ю. В. Каширский и др. – М.: Машиностроение, 2003 – 784с.
2. Пазяк, М. А. К вопросу импорта твердотельных моделей в ПК ANSYS / М. А. Пазяк, И. В. Билянская, Т. Е. Лобкова // Новые информационные технологии в нефтегазовой отрасли и образовании: материалы VIII Международной научно-технической конференции – Тюмень, 2019. – С. 29-31.
3. Сызранцева, К.В. Компьютерный анализ нагруженности и деформативности элементов нефтегазового оборудования: Монография / К. В. Сызранцева. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2009 – 124 с.
4. Чигарев, А.В. ANSYS для инженеров: справ. пособие / А.В. Чигарев, А.С. Кравчук, А.Ф. Смалюк. – М.: Машиностроение-1, 2004 – 512с.

АНАЛИЗ СИСТЕМ УДЕРЖАНИЯ СУДОВЫХ БУРОВЫХ ПЛАТФОРМ НА ТОЧКЕ БУРЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ В АРКТИЧЕСКИХ МОРЯХ

Д.И. Геращенко, В.А. Сычев

Научный руководитель - старший преподаватель А.В. Епихин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время при разработке нефтяных и газовых месторождений замерзающих морей, в частности областей, акватории Баренцового и Охотского морей, используют ледостойкие платформы судового типа, что позволяет вести разработку месторождения на протяжении всего года, с применением современных методов повышения нефтеотдачи и полноценной подготовки продукции скважин к транспорту. Стоит отметить, что при разработке месторождений при помощи таких платформ, возникает необходимость постоянного мониторинга и контролирования, отсюда возникает одна из актуальных проблем: надёжное удержание технологической платформы на точке установки. В данный момент времени применяются различные способы удержания технологической платформы на её месте. Способ удержания зависит от характеристик самой платформы и района, в котором она эксплуатируется. В данной статье отображены существующие системы удержания платформ судового типа их особенности и возможность использования при обустройстве морских нефтегазовых месторождений.

При освоении глубоководных нефтегазовых месторождений замерзающих морей одним из перспективных является комбинированный вид их обустройства с применением плавучих технологических платформ судового типа (рис. 1).

Одной из важных проблем при использовании комбинированного вида обустройства является организация надёжного удержания технологической платформы на точке ее установки. В зависимости от типа платформы и района ее применения используются различные технологии удержания.

Широкие возможности применения технологических платформ судового типа по классификации Российского морского регистра судоходства – плавучий нефтегазодобывающий комплекс судового типа (ПНК СТ) в различных районах Мирового океана как на мелководных, так и на глубоководных месторождениях обусловили разнообразие схем их систем удержания (швартовки).

В зависимости от глубины месторождения используют разные системы швартования, а именно:

- якорная система позиционирования;
- система динамического позиционирования.



**Рис. 1 Комбинированный вид обустройства морского нефтегазового месторождения
Система динамического позиционирования**

Удержание бурового судна на позиции с помощью системы динамической стабилизации применяется для судов любого класса при глубине моря свыше 300 м и осуществляется автоматически (или вручную) посредством измерительного, информационно-командного и двигательного комплексов.

В измерительный комплекс входят приборы акустической системы, которые используются для стабилизации судна в режиме бурения, при выводе судна на скважину, для определения положения водоотделяющей колонны относительно устья скважины. Работа акустической системы основана на регистрации импульсов, посылаемых от донных маяков, располагаемых вблизи устья скважины, и их приёме гидрофонами под днищем судна.

В качестве дублирующей системы применяют инклинометр. В информационно-командный комплекс входят 2 вычислительные машины, получающие одновременно информацию о положении судна и состоянии окружающей среды; при этом одна из них работает в командном режиме, управляя двигателями, вторая (резервная) — автоматически (при выходе из строя первой). Двигательно-рулевой комплекс включает главные двигатели судна, подруливающие устройства и систему управления ими. Усилия продольного упора на судне создаются гребными винтами регулируемого шага, поперечного — специальными винтами регулируемого шага, устанавливаемыми в поперечных тоннелях в корпусе судна. Изменение величины и направлений упоров осуществляется регулированием шага винтов по команде вычислительной машины или вручную с пульта управления двигательной системой.

Якорная система позиционирования

Якорная система используется для бурового судна при глубине моря до 300 м, включает тросы и цепи, специальные якоря, якорные лебёдки с усилием по 2МН, оборудованные контрольно-измерительной аппаратурой. Расстановка якорей и их уборка производятся со вспомогательных судов. Якорные системы не требуют расхода мощности энергоустановки судна на позиционирование, что определяет целесообразность их применения.

Как правило, удержание буровых судов с системами якорного позиционирования производится на якорях-массивах, устанавливаемых при помощи судна-завозчика якорей. Как правило, используется 8 якорей (9-13 т).

Благодаря якорной системе, судно, оборудованное производственной, отгрузочной и хранилищной площадками, может вращаться вокруг вертикальной оси, в результате при воздействии ветра, его влиянию будет подвержена минимальная площадь. Буровая шахта (англ. moonpool) проходит через весь корпус судна, расширяясь к низу. На палубе располагаются силовые установки и техническое оборудование. Нефть, добытая, а затем очищенная, хранится в резервуарах корпуса, впоследствии же ее загружают в челночные грузовые танкеры.

Недостатком такой якорной системы является большое время, необходимое для снятия судна с якорей, а в случае экстренного ухода единственным решением является отдача якорных цепей, что приводит к потере дорогостоящих якорей и цепей.

Якорная система позиционирования, включающая в себя турельную систему

Для увеличения манёвренности и сокращения времени работы при уходе с точки бурения используют т.н. якорные системы круговой ориентации судна (специально встроена в центре корпуса судна турель с площадкой, на которой смонтировано всё якорное устройство, включая лебёдки).

Турельная якорная система отличается от стандартной якорной системы, возможностью отсоединения бурового судна от точки бурения и обратное возвращение на неё. Якорные системы удержания турельного типа могут быть как внешними, так и внутренними, размещаемыми внутри корпуса платформы (рис. 2).



Рис. 2 Якорные системы удержания турельного типа: а) внешняя турель; б) внутренняя турель

Внешняя турель – расположение точки швартовки к якорной системе удержания на выносной консоли (рис. 2а). При данном варианте имеет место потери в грузоподъёмности по причине наличия дополнительных корпусных надделок и подкреплений для консоли, но в то же время вместимость внутри корпуса на расположение оборудования расходует минимально – значительная масса и минимальная вместимость корпуса.

Внутренняя турель - расположение значительного по массе и объёму турельного устройства внутри корпуса (рис. 3б). Имеет место значительная масса и вместимость корпуса. Внутренние якорные системы удержания турельного типа, как правило, размещаются в носовой оконечности ПНК СТ на расстоянии от носа не более 1/3 длины корпуса.

Они позволяют устанавливать ПНК СТ на глубинах от 30 до 500 м. Благодаря турели платформа может пассивно вращаться вокруг оси турели на 360°, под воздействием сил ветра, волнения и течения занимать положение, соответствующее минимальной равнодействующей от этих сил, благодаря чему минимизируются нагрузки на якорную систему удержания, уменьшаются величины крена и дифферента ПНК СТ.

Комбинированный вид обустройства морских нефтегазовых месторождений отдельных районов арктического и дальневосточного шельфов позволяет использовать апробированные на суше технологии разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений с применением современных методов повышения нефтеотдачи и обеспечением высокого КИН. Для размещения оборудования по подготовке нефти, газа и воды, а также хранению добытой нефти на глубинах свыше 50 м целесообразно использовать технологические платформы судового типа, которые характеризуются наличием больших площадей для размещения оборудования, объёмов для хранения жидких углеводородов, мобильностью и другими преимуществами перед платформами другого типа. Одним из наиболее ответственных элементов таких морских сооружений является турельная система удержания, которая, по сути, является ключевым компонентом в технологической цепочке «пласт – скважина – система сбора – система подготовки на морском месторождении», обеспечивая:

- удержание платформы на точке установки;
- подачу продукции скважин к технологическому комплексу на платформе;
- передачу сигналов управления и реагентов к подводному добычному комплексу;
- отсоединение платформы при необходимости ее отхода и обратное подсоединение.

Таким образом, развитие и совершенствование конструкций турельных систем является одним из технических приоритетов при создании оборудования для освоения арктических морских месторождений.

Литература

1. Правила классификации, постройки и оборудования морских плавучих нефтегазодобывающих комплексов. СПб.: Российский морской регистр судоходства, 2011. 162 с.;
2. Wall M., Pugh H.R., Reay A., Krol J. Failure modes, reliability and integrity of floating storage unit (FPSO, FSU) turret and swivel systems. Offshore Technology Report, 2001.;
3. William L. Leffler, Richard Pattarozzi, Gordon Sterling. Deepwater petroleum exploration and production: a nontechnical guide. 2nd ed., 2011.;
4. Бережной К.Г., Вербицкий С.В. Типы морских технологических платформ: их преимущества и недостатки // Морские интеллектуальные технологии. 2015. № 3 (29). С. 33–46.

ТРАССЕРНЫЕ МЕТОДЫ ИДЕНТИФИКАЦИИ ПРИТОКА ФЛЮИДА

П.И. Демидова

Научный руководитель - старший преподаватель Г.С. Мозговой
Самарский государственный технический университет г. Самара, Россия

В настоящий момент существует достаточное количество методов идентификации притока флюида в скважину. Все они имеют свои отличия, достоинства и недостатки. Метод, предлагаемый нами в данной работе, заключается в маркировании поступающего флюида в скважину. Данный метод называют трассерным. Он основан на выносе вместе с продукцией скважины специальных маркирующих веществ (маркеров) (рисунок 1). Они попадают в продукцию скважины при омывании потоком углеводородов (УВ) и/или пластовой воды так называемых хромато-десорбционных систем (ХДС) или носителей, которые расположены вдоль ствола скважины. Данные ХДС имеют уникальную пару нефте- и водорастворимых индикаторов для каждой секции или условной единичной протяженности ствола. На дневной поверхности, путем отбора проб флюида и последующей регистрацией данных веществ методами хромато-масс-спектрометрии и математической интерпретацией устанавливают результат исследований.

Процедура осуществления предложенного метода исследований выглядит следующим образом. Стадии заканчивания скважины осуществляют специальной компоновкой, затем производят отбор проб и их подготовка к исследованиям. Следующий этап – физико-химический анализ исследуемых проб, математическая обработка и компьютерное моделирование. И в завершении работ производят интерпретацию результатов исследования, а так же подготавливают отчета с рекомендациями

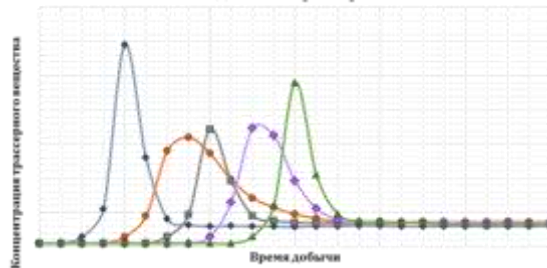


Рис. 1 Выделение трассера

В результате проведенных исследований возможно: уточнить профиль притока к протяженным горизонтальным скважинам; выявить отдельные интервалы существующих и потенциальных прорывов воды; разработать мероприятия по оптимизации работы скважин, регулированию профиля притока жидкости, интенсификации добычи нефти и газа, ограничению водопритока.

Не трудно догадаться, что применение данной технологии наиболее эффективно в горизонтальных скважинах. Для ее осуществления протяженный ствол делят на так называемые целевые интервалы (рисунок 2). Разделение осуществляется с помощью пакерующих устройств.

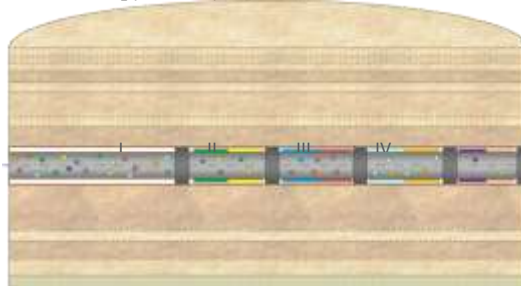


Рис. 2 Деление ГС на целевые интервалы

Для осуществления трассерного метода на стадии заканчивания скважины производят интеграцию пары ХДС с водо-нефтепастрастворимыми индикаторами в оснастку скважины (рисунок 3).



Рис. 3 Пример интеграции пары ХДС

Так как сами матрицы представляют собой достаточно протяженные стержни, следовательно, их установка в системе компоновки подразумевает некоторую модификацию стандартного оборудования, а именно: применение направляющих либо посадочных колец; а также для обеспечения защиты данных элементов применяют либо кожухи (если используются обычные перфорированные хвостовики), либо производят намотку проволоки в сетчатом целевом фильтре.

В чем же заключается актуальность и достоинства данного метода? Достоинства – отсутствие необходимости длительных остановок скважин, использование дополнительного геофизического оборудования, а также нет необходимости в проведении СПО.

Как и у всех технологий у данного метода существуют и недостатки. Недостатком является остановка скважины для накопления концентрационного облака в области установки индикаторов с последующим запуском скважины в работу.

Предлагаемые хромато-десорбционные системы (рисунок 4) обладают:

- Высокой гидролитической стабильностью во всем интервале pH;
- Отличной механической прочностью; высокой термостабильностью;
- Ненабухаемостью в различных растворителях;
- Химической инертности матрицы, отсутствием активных центров необратимой адсорбции;
- Отличной биосовместимостью; возможностью химического модифицирования поверхности.

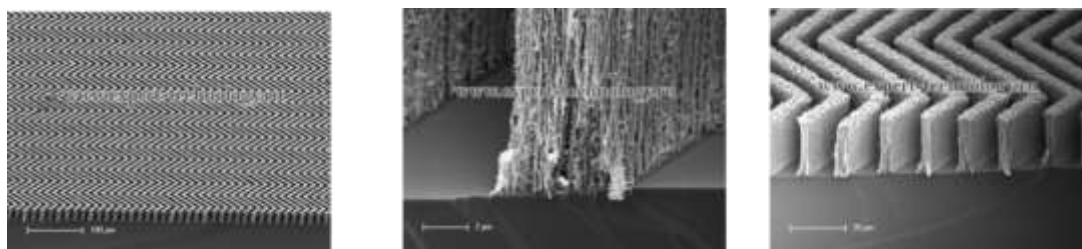


Рис. 4 Строение пластины (носителя) хромато-десорбционной системы

Данные ХДС построенные на основе нано материалов, насыщенных различными индикаторами. Нано материалы способны к испусканию индикаторов. Испускание происходит в соответствии с уравнениями распределения равновесного состояния между твердой фазой и жидкой или газообразной фазой обтекаемого потока. Отличительной характеристикой, предлагаемой ХДС является способность к равномерной десорбции индикаторов вне зависимости от скорости поступающего флюида. Как следствие уменьшение массы самих матриц не происходит, а лишь наблюдается снижение внутренне концентрации содержания аналита. Следовательно, возможно достаточно четко прогнозировать продолжительность работы разработанных ХДС.

Определение концентрации аналитов требует привлечения высокоточного оборудования, так как скорости десорбции и сама нагрузка применяемых индикаторов в ХДС не велики. В данном рекомендовано применение хроматомасс-спектрометр (рисунок 5).



Рис. 5 Хроматомасс-спектрометр

Для осуществления данной технологии возникает необходимость применения высокоточного оборудования, а также достаточно сложных математических моделей для описания равновесного распределения аналитов в подвижных газовых или жидких фазах, или неподвижных твердых матрицах. Решение системы уравнений по разработанной математической модели, позволяет перевести значение концентрации аналитов в численное значение дебита нефти и воды с каждого целевого интервала продолжительного участка горизонтальной скважины.

Литература

1. Конев Д.А. Исследование нефтяных пластов с помощью индикаторного метода//Современные наукоемкие технологии. – 2014. – №7 (часть 2) – с. 23-26.
2. Анканов А.С., Кемерова П.А., Сергеев В.Л. Адаптивная идентификация и интерпретация результатов нестационарных гидродинамических исследований с учетом притока продукции в скважине//Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг ресурсов. – 2011. – №5 – с. 43-46.

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ РЕЦЕПТУР БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ ПЕРВИЧНОГО
ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ**

А.С. Захаров, К.М. Минаев

Научный руководитель - доцент К.М. Минаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одним из направлений позволяющих увеличивать объём добычи углеводородов является рациональное применение новых рецептур буровых растворов при первичном вскрытии пласта. На данный момент для бурения наклонно-направленных и горизонтальных нефтяных и газовых скважин большой протяженности, а также при первичном вскрытии продуктивных горизонтов находят биополимерные системы буровых растворов на водной основе. Таким образом, высокий уровень добычи углеводородов напрямую зависит от применения в бурении новых подходов и материалов, применяемых в рецептурах данных типов буровых растворов. Однако, несмотря на массовость и большой опыт применения таких промывочных жидкостей, не удается свести к минимуму негативное влияние на фильтрационно-емкостные свойства породы-коллектора из-за проникновения водного фильтрата бурового раствора и формирования непроницаемой фильтрационной корки [1].

С целью минимизации загрязнения призабойной зоны и повышения эффективности буровых растворов необходима разработка рецептур промывочных жидкостей, позволяющих максимально полно сохранить коллекторские свойства продуктивного пласта.

В данной работе были получены и исследованы модельные буровые растворы, формирующие адаптивную фильтрационную корку на стенке скважины, не пропускающую водную фазу фильтрата бурового раствора при первичном вскрытии продуктивного пласта, в то же время при вызове притока обеспечивающую свободное прохождение углеводородов (рисунок 1). На рисунке 1 «а» показан процесс фильтрации бурового раствора, имитирующий первичное вскрытие коллектора буровым раствором. Формируемая фильтрационная корка на стенке скважины является непреодолимым препятствием для свободного прохождения флюида при освоении скважины, поэтому в стандартной технологии ее удаляют кислотной обработкой призабойной зоны пласта. Однако нами предложена новая система биополимерного бурового раствора, при использовании которой углеводороды способны проходить через сформированную фильтрационную корку при вызове притока (рисунок 1 б). Видно, что корка такого типа бурового раствора не создает значительных капиллярных сопротивлений при фильтрации углеводородной жидкости.



Рис. 1 «а»-фильтрация бурового раствора в «прямом» направлении. «б»-фильтрация флюида в «обратном» направлении

Эксперимент по демонстрации адаптивной фильтрационной корки проводился следующим образом: на первом этапе буровой раствор фильтровался через бумажный фильтр для создания корки. На втором этапе остатки бурового раствора замещались на нефть, которая фильтровалась через получившуюся корку при таких же условиях, имитируя фильтрацию горного флюида в «обратную» сторону. Фильтрационные испытания проводились при комнатной и пластовой температурах. Результаты измерения фильтрационных свойств буровых растворов отражены в таблице 1.

Таблица 1

Фильтрационные свойства исследуемых буровых растворов

| Наименование раствора | 25 °С | | 80 °С | |
|-----------------------|---|---|---|---|
| | Фильтрация БР в «прямом» направлении, см ³ | Фильтрация флюида в «обратном» направлении, см ³ | Фильтрация БР в «прямом» направлении, см ³ | Фильтрация флюида в «обратном» направлении, см ³ |
| БПРВ 0 | 8,3 | 0 | 14,8 | 0,4 |
| БПРВ 1 | 7,4 | 12 | 15,2 | 194,4 |

При добавлении необходимых компонентов в состав бурового раствора для возможности создания адаптивной корки, реологические параметры таких растворов не изменяются по сравнению с базовым составом. Результаты измерения реологических параметров представлены в таблице 2.

Таблица 2

Реологические свойства исследуемых буровых растворов

| Наименование раствора | Пластическая вязкость (PV), мПа·с | Динамическая вязкость (УР), фунт/100фут ² | Кажущаяся вязкость (AV), мПа·с | Статическое напряжение сдвига (СНС) 10с/10мин, фунт/100фут ² | Показатель фильтрации 7,5/30 мин, см ³ | рН |
|-----------------------|-----------------------------------|--|--------------------------------|---|---|-----|
| БПРВ 0 | 6,2 | 14,6 | 13,5 | 8,4/11,5 | 8,8/15,8 | 7,6 |
| БПРВ 1 | 5,9 | 14 | 13,3 | 8/11,9 | 8/14,1 | 7,7 |

Литература

1. Грей Дж.Р. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) / Дж. Р. Грей, Г.С. Дарли. – М.: Недра, 1985. -409 с

РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫЕ РАБОТЫ В ГОРИЗОНТАЛЬНОМ УЧАСТКЕ СКВАЖИНЫ

Д.А. Климанова

Научный руководитель - старший преподаватель Г.С. Мозговой
Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

На сегодняшний день важной задачей является сохранение лидирующих позиций нашей страны по добычи нефти и газа. Для её достижения необходимо совершенствовать известные способы бурения скважин, к числу которых относится и горизонтальное бурение, обеспечивающее повышение эффективности разработки за счёт протяжённой зоны контакта с продуктивным пластом. В таких скважинах проведение ремонтных работ сопровождается определенными рисками.

Особенностью горизонтальных скважин является неравномерный приток жидкости к стволу. Это связано с наличием трещин в пласте и особенностью распределения фильтрационно-ёмкостных свойств. Очень часто наблюдаются локальные прорывы воды. Существующие решения базируются на использование специального оборудования, которое позволяет изолировать необрабатываемые зоны от закачки составов. Предлагаемая нами технология ограничения водопритока не требует применения специального внутрискважинного оборудования в случае обводнения скважины и состоит из нескольких этапов.

Первый этап – установка «жидкого пакера» в дальней части горизонтального ствола для защиты от проникновения водоизоляционных материалов в пласт.

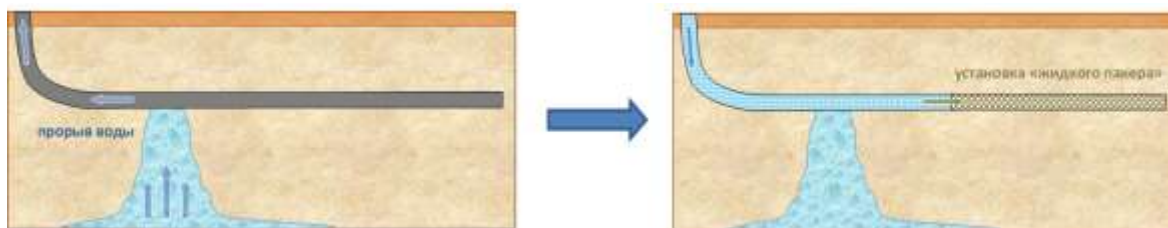


Рис. 1 Установка «жидкого пакера»

Второй этап - закачка водоизолирующего агента с последующей технологической выдержкой на период гелеобразования, с целью оттеснения фронта обводнения в удалённую от скважины область.

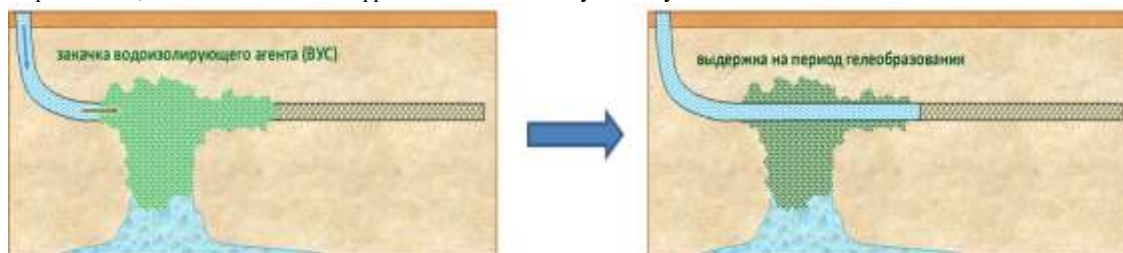


Рис. 2 Закачка водоизолирующего агента

Третий этап-закачка деструктора для частичного разрушения геля.

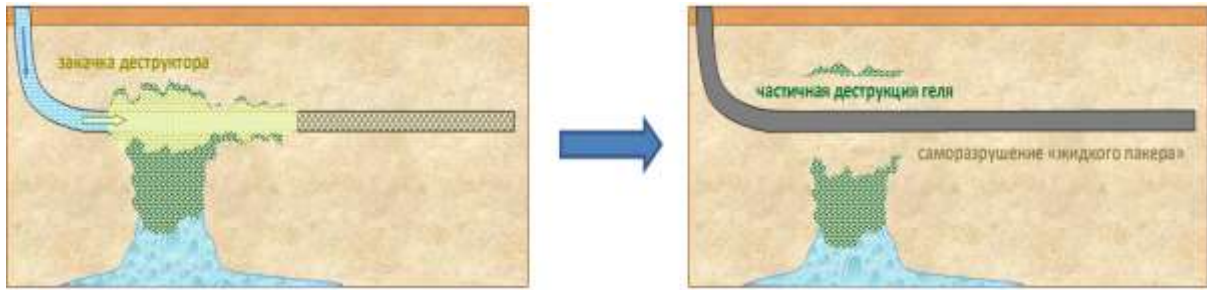


Рис. 3 Закачка деструктора

В качестве «жидкого паркера» предлагается использовать композицию «Emultech». Данный состав обладает высокими блокирующими свойствами, термостабильностью и не вызывает коррозию оборудования. Главным достоинством композиции является сохранение фильтрационно-емкостных свойств, а коэффициент восстановления проницаемости может достигать 0.95.

В роли водоизолирующего раствора используется композиция «Polytech WPR». Раствор обладает высокой селективностью воздействия - благоприятные реологические свойства «Polytech» обеспечивают высокую селективность проникновения гелеобразующей системы преимущественно в более промытые и обводненные интервалы при минимальном воздействии на продуктивные нефтенасыщенные области. Раствор обладает изолирующими свойствами, удобен для применения и хранения. Сшитые гели обладают высокой устойчивостью, крайне низким синерезисом и продолжительным "временем жизни", измеряемым годами.

С целью повышения безопасности работ, при необходимости разрушения геля, возможно применение специальных деструкторов.

Благоприятные реологические характеристики исходных растворов, длительный период гелеобразования, высокие изоляционные свойства конечных гелей и их стабильность во времени даже при высоких пластовых температурах и градиентах давления обеспечивают высокую эффективность использования в ремонтно-изоляционных технологиях.

Благодаря своим свойствам растворы Emultech являются эффективными временными блокирующими композициями. Они обладают высокой термостабильностью и регулируемой вязкостью.

Таким образом, предлагаемые композиции обеспечивают высокую эффективность их применения в технологиях ремонтно-изоляционных работ, благодаря хорошим реологическим характеристикам.

Литература

1. Земляной А.А. Совершенствование методов изоляции водопритоков в скважинах с горизонтальным окончанием» Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. Уфа – 2016. -125 с.
2. Клещенко И.И., Зозуля Г.П., Ягафаров А.К., Овчинников В.П. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах. Учебное пособие. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. - 386 с.
3. Павлов Иван Владимирович. Обоснование технологии ограничения притока воды в горизонтальные скважины составами направленного действия. Автореферат. Диссертация на соискание учёной степени. Санкт-Петербург-2009. - 21 с.
4. Стрижнёв В.А., Тяпов О.А., Уметбаев В.Г. Обобщение опыта проведения ремонтно-изоляционных работ на отдельных крупных месторождениях Западной Сибири.- Уфа: изд-во «Скиф», 2013.-272 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПОЛИМЕРНЫХ РЕАГЕНТОВ В СУСПЕНЗИОННОЙ ФОРМЕ ДЛЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

А.С. Королев, К.М. Минаев

Научный руководитель - доцент К.М. Минаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Современные промывочные жидкости для бурения скважин отличаются разнообразием состава. Большинство содержит в себе те или иные полимеры, которые выполняют широкий ряд задач, таких как регулирование реологических свойств, контроль показателя фильтрации, ингибирование, инкапсуляция, флокуляция и т.д. При этом, несмотря на масштабность применения полимерных реагентов, существует множество ограничений и недостатков при их применении в полевых условиях.

Общеизвестной проблемой использования полимерных реагентов при приготовлении промывочных жидкостей является образование агломератов полимера, которые трудно поддаются дальнейшему диспергированию. Для предотвращения этого явления производители подобных реагентов вводят ограничения на скорость их введения, например, 15-20 минут на один мешок. Однако такие меры неспособны полностью предотвратить агломерацию частиц полимера. В свою очередь появление этих агломератов способно привести к значительным проблемам не только на поверхности, но и в скважине.

На поверхности формирование агломератов приводит к увеличению времени приготовления или обработки требуемой промывочной жидкости, а также к потерям полимерного реагента за счет его налипания на оборудование. Кроме того, не растворившийся полимер способен забивать сита и фильтры, приводить к частичному или полному закупориванию гидравлических линий. При попадании агломератов полимерного реагента в скважину они могут приводить к закупориванию перфорационных отверстий, фильтров-хвостовиков, к нарушению проницаемости гравийных фильтров. Кроме того, они способны нарушать проницаемость призабойной зоны пласта, а их удаление представляет серьезную проблему. Таким образом, актуальность данной темы не вызывает сомнений. Решение проблемы формирования агломератов в целом положительно скажется на процессах бурения, заканчивания и ремонта скважин.

Для решения проблемы образования агломератов необходимо углубленное понимание тех процессов, которые происходят, когда частицы полимера попадают в воду. После контакта с водой на частице полимера образуется гелеобразный слой высококонцентрированного раствора с высокой вязкостью, который постепенно переходит в объем растворителя, а внутри частицы формируется слоистая структура с различной концентрацией растворителя. Проникновение воды к частице полимера обуславливается диффузией через гелеобразный слой, в результате чего частица набухает, после чего растворяется в гелеобразном слое. Таким образом, устанавливается состояние, когда концентрация гелеобразного слоя одновременно увеличивается за счет растворения частицы полимера и уменьшается за счет ухода полимера в объем растворителя.

В процессе растворения полимера лимитирующим процессом является проникновение молекул растворителя через гелеобразный слой, и это приводит к тому, что частицы полимера некоторое время пребывают в растворе. При этом, если полимер не был диспергирован при контакте с растворителем, т.е. поступил в форме комка или агломерата, то проникновение растворителя начнется только в те частицы полимера, которые находились на поверхности агломерата. Это приведет к формированию объединенной структуры с единым гелеобразным слоем, который будет изолировать внутренние частицы, образуя барьер. Гелеобразный слой обладает большой прочностью, поэтому повторное диспергирование образовавшегося агломерата затруднено. Таким образом, эти структуры могут находиться в не растворившемся виде длительное время, до тех пор, пока в их внутреннюю часть не проникнет растворитель.

Для предотвращения перечисленных проблем необходимо обеспечить полное диспергирование полимера после добавления его в растворитель, т.е. добиться того, чтобы частицы полимера не контактировали или контактировали как можно меньше после попадания в воду. В качестве решения перспективным выглядит использование суспензий полимера, в которых частицы полимера разделены между собой жидкостью-носителем, которая не вызывает набухания.

К суспензиям в обязательном порядке предъявляется требование седиментационной устойчивости. Если суспензия нестабильна, то взвешенный полимер выпадает в осадок, формируя плотную упаковку, также называемую «hard pack», что не позволяет ему полностью диспергироваться при попадании в воду. Необходимо добиваться такой стабильности суспензии, при которой суспендирующая жидкость не будет отделяться совсем или будет формироваться рыхлая упаковка («soft pack»), при которой между частицами полимера будет сохраняться прослойка-разделитель из жидкости-носителя.

В области бурения скважин в качестве жидкостей-носителей могут применяться как водорастворимые, так и водонерастворимые жидкости.

В качестве водонерастворимой жидкости-носителя наибольшее предпочтение отдается дизельному топливу, поскольку для него существует относительно большое количество методов влияния на реологические свойства. Суть этих методов сводится к приданию дизельному топливу тиксотропных свойств или за счет значительного увеличения вязкости без изменения реологической модели. Второй способ реализуется применением гидрофобных полимеров. Однако этот способ делает применение суспензий непрактичным, поскольку ухудшает текучесть жидкости. Поэтому дизельному топливу придаются неньютоновские свойства путем создания тонкодисперсной суспензии гидрофобных частиц-стабилизаторов.

В рамках данной работы для стабилизации суспензий использовались соли жирных кислот. После соответствующей обработки дизельного топлива происходит образование мицелл, которые в последствии

формируют макроассоциаты определенных размеров и формы. Взаимодействие макроассоциатов между собой приводит к образованию трехмерной структуры, способной восстанавливаться после разрушения.

Водорастворимые жидкости являются более предпочтительной альтернативой водонерастворимым. Это связано с тем, что они не образуют пленку на поверхности бурового раствора, а также могут оказывать меньшее влияние на свойства промывочной жидкости. Сложности использования водорастворимых жидкостей связаны с подбором стабилизатора, а также с более высокой стоимостью.

В данной работе в качестве водорастворимой основы для суспензии использовался флотрегент оксаль Т-92, который получают в результате переработки побочных продуктов производства диметилдиоксана. Выбор обусловлен тем фактом, что при добавлении в буровой раствор Т-92 уменьшает липкость фильтрационной корки, что приводит к снижению вероятности дифференциального прихвата [1].

Для проведения испытаний были приготовлены образцы суспензий, содержащие 33% масс. полимера. Методика экспериментов заключалась во введении готовой суспензии в модельный буровой раствор с последующим перемешиванием в верхнеприводной мешалке со скоростью 1000 об/мин в течение заданного времени. При этом навеска суспензии бралась таким образом, чтобы масса полимера соответствовала 1% от массы промывочной жидкости. По истечении заданного времени перемешивания проводилось определение показателя фильтрации промывочной жидкости.

Для стабилизации жидкостей-носителей использовался коллоидный стабилизатор – органоглина, рекомендуемая для использования в обеих жидкостях. Концентрация органоглины варьировалась от 1 до 10% от массы суспензии. По итогам испытаний стабильность суспензии на основе оксала Т-92 не была достигнута: при любой концентрации стабилизатора по истечении 6 часов весь содержащийся полимер выпадал в плотный осадок («hard pack»), что не позволяло использовать суспензию по назначению. Суспензии на основе дизельного топлива стабилизировались при минимальной концентрации органоглины 5%. Для дальнейших испытаний по влиянию суспензий на параметры модельной промывочной жидкости были отобраны только образцы на основе дизельного топлива с разной концентрацией стабилизатора.

На рисунке 1 представлен график зависимости показателя фильтрации от времени перемешивания модельного бурового раствора после ввода в него полимерных реагентов, суспендированных в дизельном топливе (ДТ).

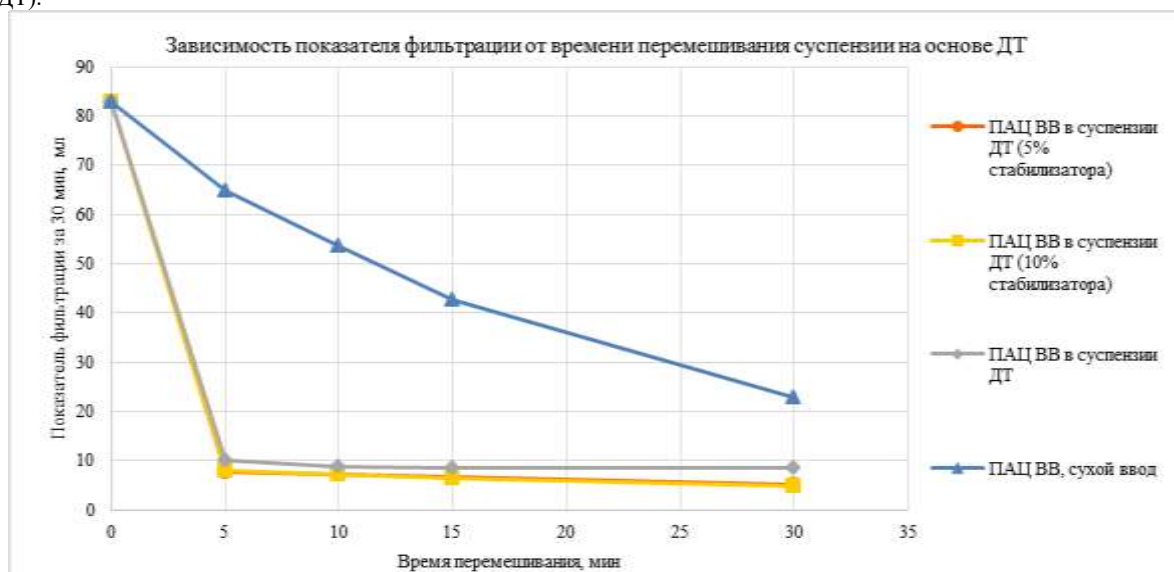


Рис. 1 График зависимости показателя фильтрации за 30 мин от времени перемешивания полимеров, суспендированных в дизельном топливе

Полученные результаты свидетельствуют о высокой эффективности применения суспендированной формы полимерных реагентов в модельной промывочной жидкости. Однако, кроме положительного влияния на показатель фильтрации, введение суспензии полимера со стабилизатором приводит к увеличению пластической вязкости промывочной жидкости на 5-6% по сравнению со суспензией без стабилизатора, что обусловлено дополнительным содержанием твердой фазы.

Направлением дальнейших исследований будет подбор водорастворимых жидкостей-носителей и эффективных стабилизаторов, а также других стабилизаторов для водонерастворимых жидкостей (в частности для дизельного топлива), для обеспечения седиментационной устойчивости при меньшей концентрации.

Литература

1. Петров Н.А. Исследование оксалей в качестве комплексных реагентов для бурения и освоения скважин / Н.А. Петров, Г.В. Конесев, А.В. Коренько, И.Н. Давыдова // Нефтегазовое дело. – 2006 – №2. – с. 11-33

ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН НА НЕФТЕГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Д.А. Курьянов, В.О. Вострецов, Е.А. Симонов

Научный руководитель - преподаватель О.П. Кочеткова

Национальный исследовательский Томский политехнический техникум, г. Томск, Россия

Перечень документов, являющихся основанием для проектирования: Лицензия на право пользования недрами с целевым назначением и видами работ поиски, разведка и добыча нефти и газа. Договор на выполнение работ по договору «Проведение инженерных изысканий и разработка проектно-сметной документации на строительство разведочной скважины. Свидетельство о допуске к определенному виду или видам работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства. Сведения о районе буровых работ: Административное расположение, Площадь (месторождение); Год ввода площади в бурении; Номер нефтерайона; Метеорологический пояс; Среднегодовое количество осадков; Азимут преобладающего направления ветра; Температура воздуха; Наибольшая скорость ветра; Мощность многолетнемерзлых пород; Сезоннооттаивающий слой грунта; Срок действия зимников; Продолжительность отопительного периода; Является ли район сейсмическим.

Таблица

Размеры отводимых во временное пользование земельных участков

| Назначение отводимого участка | Размер отводимого участка, га | Источник нормы отвода земель |
|--|-------------------------------|---|
| Площадка для размещения бурового оборудования | 4,5135 | СН 462-74 Нормы отвода земель для сооружения геологоразведочных скважин |
| Факельный амбар | 0,30 | |
| Площадка под металлические емкости | 0,35 | |
| Амбар для сбора нефти и сброса загязированного бурового раствора | 0,45 | |
| Площадка под жилой поселок | 0,35 | |
| Вертолетная площадка | 0,05 | |
| Подъездные дороги (автозимник). | - | |
| Всего: | 6,0135 | |

Технико-технологические мероприятия: Ограничение скорости СПО бурильного инструмента до 1,5 м/сек. Перед спуском обсадных колонн необходимо промывка раствором ствола скважины для очистки стенок ствола скважины в количестве 2 циклов промывки или до окончания выноса шлама. Перед спуском обсадных колонн необходимо проработать ствол скважины, компоновкой, применявшейся при бурении. После проработки, ствол скважины промыть раствором для очистки стенок ствола скважины в количестве 2 циклов промывки.

Мероприятия по борьбе с поглощениями. Поглощения промывочной жидкости при бурении скважин связаны с вскрытием проницаемых пород трещинно-кавернозного, трещинно-порового и трещинно-кавернозно-порового типов, основными геолого-физическими характеристиками которых и расчетными параметрами являются: - глубина кровли поглощения; - толщина поглощающих пород; - пластовое давление и температура; - плотность пластовой жидкости; - фильтрационные свойства; - индикаторная зависимость; - среднеэквивалентная раскрытость каналов поглощения; - трещинная пористость. Основными геолого-техническими факторами, влияющими на гидравлические условия и показатели методов борьбы с поглощениями, являются: - количество вскрытых скважиной поглощающих пластов; - глубина залегания поглощающих пластов; - глубина снижения статического уровня жидкости; - фильтрационные свойства поглощающих пластов; - межпластовые перетоки жидкостей; - сопутствующие поглощениям осложнения.

Перед изоляционными работами дополнительно проводится комплекс геофизических исследований. Основной задачей ГДИ является оценка технического состояния ствола скважины и построение индикаторной диаграммы поглощающего пласта (после обработки определяют фильтрационные характеристики пласта и среднеэквивалентную раскрытость каналов поглощения). Комплекс геофизических исследований включает: каверно-профилеметрию, расходомерию, термометрию ствола скважины. Технического состояние ствола скважины оценивается двумя критериями: - коэффициентом полной приемистости проницаемых пород; - градиентом давления гидромеханической прочности ствола. Рекомендации по выбору методов борьбы с осложнениями в зависимости от фильтрационных характеристик зон поглощения приведены в приложении. Критерием необходимости проведения мероприятий по изоляции поглощений проницаемых зон служат значения гидродинамических характеристик, они должны удовлетворять требованию: градиент давления гидромеханической прочности ствола. После проведения изоляционных работ снова повторяют ГДИ и определяют новые гидродинамические характеристики, при этом они также должны удовлетворять вышеуказанному требованию. В процессе бурения техническую и эксплуатационную колонны производятся поинтервальные опрессовки ствола скважины (через каждые 200 м бурения) для оперативного контроля технического состояния ствола скважины (гидродинамические исследования-ГДИ) методом испытания открытого ствола давлением через загерметизированное устье или пакер ПППМ, установленный в кровле исследуемого интервала.

По результатам испытания ствола оцениваются фильтрационно-прочностные характеристики проницаемых зон, а также обосновывается необходимость проведения мероприятий по предупреждению или изоляции поглощений. Бурение с частичным поглощением (более 10 % в сутки от объема циркулирующей промывочной

жидкости) и без выхода циркуляции допускается только на основании письменного разрешения руководства Заказчика и наличия плана работ.

Для предупреждения поглощений: - при спуске бурильного инструмента над кровлей пластов, склонных к поглощению производить промежуточные промывки в течении одного цикла; - запускать насос при открытой на выкиде задвижке, с постепенным её закрытием в течение 1 минуты; - давление начала восстановления циркуляции жидкости не должно превышать 5 МПа; - восстановление циркуляции производить одним насосом при минимальной производительности с одновременным подъемом или вращением бурового инструмента; - введение наполнителя в циркулирующий раствор рекомендуется осуществлять через ФСМ в объеме 1,5 - 10 % от объема исходного раствора; - в качестве наполнителя рекомендуется использовать гранулированный или порошкообразный материал (шлак, керамзит, и др.). - скорость спуска инструмента в необсаженном стволе скважины не должна превышать 1,0 - 1,1 м/с, за 50 м до кровли зоны поглощения скорость спуска бурильных и обсадных колонн ограничивается до 0,5 м/с; - скорость отрыва долота от забоя не должна превышать 0,3 м/с и сохраняться до остановки циркуляции в скважине; - при первых признаках поглощения бурильный инструмент поднимается на безопасную высоту для производства ГДИ.

Перед креплением скважины опрессовать ствол скважины на ожидаемое давление при цементировании с замером уровня жидкости в скважине. В случае негерметичности ствола скважины, провести изоляционные работы согласно РД 41-21-39-91 «Инструкция по технологии гидроимпульсной изоляции трещинных пород». Произвести следующий перечень мероприятий: - запретить производство спуско-подъемных операций; - производить периодическое расхаживание бурильного инструмента и промывки с целью исключения аварий в скважине; - приостановить работы на открытом воздухе и в закрытых необогреваемых помещениях; - установить наблюдение и принять немедленные меры к своевременному удалению с крыш, навесов свисающих сосулек, снежных наносов в местах перемещения людей (проходов, входах в помещения) или техники; - запретить отдых людей в кабинах автомобильного и другого транспорта с работающими двигателями, оставление без присмотра средства подогрева; - не допускать включение в работу аппаратов и трубопроводов с замершими дренажными устройствами; -запретить открытие замерших задвижек, вентилей и другой запорной арматуры с использованием крюков, ломов и труб; - разогрев ледяных пробок в трубопроводах производить паром или горячей водой, начиная с конца замороженного участка. Исключить случай отогревания замерзших спусков трубопроводов, аппаратов открытым пламенем, а также при открытой запорной арматуре; - при невозможности прерывания по технологическим причинам процессов бурения, спуска эксплуатационной колонны или ликвидации аварии должны соблюдаться меры: обеспечить бесперебойную работу системы обогрева всего оборудования; СПО от забоя проводить на малой скорости; принять меры по исключению обледенения элементов шкафов управления, электрооборудования; усилить контроль за состоянием: талевой системы, системы смазки оборудования, тормозной системы главной лебедки, талевого каната - запретить производство погрузочно-разгрузочных работ автомобильными кранами.

Практика бурения показала, что успех проводки скважины в значительной мере зависит от качества применяемого бурового раствора. На практике создание «идеального раствора» невыполнимая задача. Общепринятые требования к буровому раствору сводятся к следующему: способствовать повышению скорости проходки; поддерживать низкое содержание твердой фазы, уменьшая опасность загрязнения продуктивного пласта; повышать устойчивость ствола скважины, ингибировать склонные к осложнениям породы и обеспечивать сохранение целостности выбуренной породы, что облегчает ее удаление; обеспечивать поддержание на стабильном уровне статистического напряжения сдвига и улучшенную очистку ствола скважины без чрезмерных пульсаций давлений в процессе СПО; иметь низкую токсичность и высокую термостабильность; экономия денежных средств – достигаемые преимущества, решение проблем или возможность избежать их, дают значительный экономический эффект, т.е. затраты на контролирование и поддержание необходимых свойств бурового раствора окупаются. Исходя из этих требований определяются с составом и свойствами бурового раствора.

В интервале бурения скважины 0-500 м запроектирован полимерглинистый буровой раствор. Данный интервал представлен четвертичными отложениями, глинами, песками, алевритами. В интервале 500-2900 м запроектирован алюмокалиевый раствор. Интервал представлен в основном песчаниками с прослойками аргиллитов и алевролитов. Общепринято, что для вскрытия глинистых отложений (аргиллитов) наиболее эффективны ингибирующие буровые растворы. Наиболее распространенными являются: алюминатные; известковые, хлоркальциевые, калиевые буровые растворы. Эффект достигается за счет применения неорганических электролитов. Наиболее эффективными считается калиевые буровые растворы. Механизм воздействия ионов калия заключается в том, что его малые геометрические размеры позволяют проникать в пустоты межпакетного пространства кристаллической решетки, прочно срачивая пакеты. Ион K^+ почти негидратируется, вода не проникает между элементарными пакетами глинистых минералов. Контроль параметров бурового раствора осуществляется в соответствии с РД 39-2-645-81 («Методика контроля параметров буровых растворов». ВНИИКРнефть, 1981), с использованием серийно выпускаемых приборов, входящих в комплект лабораторий буровых растворов КЛР-1.

Литература

1. Групповой рабочий проект №532 на реконструкцию скважины методом резки вторых стволов на Приобском месторождении – А.И. Плясунов, З.П. Мельницер.
2. Инструкция по составлению проектно-сметной документации на строительство нефтяных и газовых скважин. - М: Госстрой СССР, 1991.
3. Справочное руководство по техническим средствам для наклонно-направленного бурения

АНАЛИЗ УДАРНЫХ СПОСОБОВ БУРЕНИЯ

Л.Е. Кушнер, Е.А. Исаев

Научный руководитель - доцент А.В. Ковалев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Сегодня большинство скважин на нефть и газ бурятся с применением долот, имеющих вооружение PDC. При этом горная порода разрушается под действием резания. Данный механизм разрушения горных пород не является безальтернативным. Так, до сих пор широко применяются шарошечные долота, работающие в режиме дробяще-скальвающего действия. Принцип разрушения горных пород, основанный на динамическом воздействии, используется в ударном бурении, на сегодняшний день для бурения скважин на нефть и газ практически забытом. Вместе с тем, ударное бурение не забыто и получило широкое распространение. Ударные способы бурения применяются в шахтах и штольнях, в открытых горных выработках. Широко используются различные конструкции пневмоударников.

Обзор литературных источников показывает, что несмотря на широкое применение способов бурения, основанных на ударном воздействии на горную породу, подробная классификация данных способов отсутствует. Это можно объяснить разрозненностью данных способов бурения, как по областям применения, так и по механизмам реализации, так и по периодам изобретения и применения. Таким образом, актуальность приобретает разработка подобной классификации.

Цель статьи – систематизация и анализ ударных способов бурения. Для выполнения данной цели необходимо:

- выделить классификационные признаки, характеризующие ударные способы бурения;
- по предложенной классификации систематизировать рассматриваемые способы;
- проанализировать перспективность использования каждого из способов с точки зрения применения при бурении скважин на нефть и газ.

Литературный обзор позволил выделить следующие способы ударного бурения: ударно-канатный, ударно-штанговый, вращательно-ударный, ударно-вращательный, шарошечный. Авторами предложена классификация данных способов бурения (Таблица 1).

Таблица

Основные параметры ударных способов бурения

| | Диаметр скв., мм | Глубина скв., м | Частота ударов, с ⁻¹ | Частота вращения, об/мин | Категория пород по буримости | Транспортировка выбуренной породы |
|---------------------|------------------|-----------------|---------------------------------|--------------------------|------------------------------|-----------------------------------|
| Ударно-канатный | 145–900 | до 500 | <1 | - | IV–VII | сбор желонкой |
| Ударно-штанговый | 200–250 | до 200 | 0,7–1,5 | до 150 | III–VII | сбор желонкой / промывка |
| Вращательно-ударный | 92–160 | до 1500 | 33–67 | до 300 | IV–XII | продувка / промывка |
| Ударно-вращательный | 59–151 | до 2000 | 16–50 | 20–60 | VI–XI | продувка / промывка |
| Шарошечный | до 300 | до 500 | до 120 | - | VI–X | промывка |

Ударно-канатный способ бурения является древнейшим. Разрушение горной породы происходит за счёт кратковременной ударной нагрузки инструмента на горную породу. Клинообразный инструмент устанавливается на устье скважины и набирает скорость при свободном падении, в результате чего образуется скол секторов породы [6]. Данный способ обеспечивает углубку скважины кольцевым забоем и получение керновой пробы с малонарушенной структурой. Способ реализуется с применением лёгких буровых установок [9]. Ударно-канатный способ позволяет получить наибольший диаметр скважины по сравнению с другими рассматриваемыми – до 900 мм. Малая частота ударов обусловлена типом конструкции ударного механизма и самой технологии бурения. После образования шлама для его сбора необходим спуск специального устройства – желонки.

Ударно-штанговый способ отличается от выше рассмотренного главным образом тем, что породоразрушающий инструмент спускается в скважину не на канате, а на системе жестких штанг. Как и ударно-канатный способ бурения, ударно-штанговый может производиться без промывки и с очисткой забоя скважины с помощью желонки, спускаемых в скважину на канате, а также с промывкой. При использовании промывки скорость бурения увеличивается до 4 раз [7].

Вращательно-ударный способ направлен на разрушение преимущественно резанием при ударной нагрузке на инструмент. Механизм резания в данном способе является определяющим, а удар имеет весьма вспомогательную роль [8]. Данный способ применяется при бурении скважин в породах IV–XII категорий по буримости. Порода, как и при вращательном бурении, разрушается за счёт окружных и осевых нагрузок на резец, но с наложением высокочастотных ударных импульсов от гидроударника. Благодаря этому происходит интенсификация разрушения пород за счет образования в породе трещин и сколов [4].

Известно, что эффект разрушения породы зависит от уровня затрачиваемой энергии, который для вращательного бурения определяется силой резания, частотой оборотов и осевой нагрузкой, а для ударного, кроме того, еще и силой и частотой ударов [10]. Основываясь на этом, вводится понятие ударно-вращательного бурения, в котором на породоразрушающий инструмент подаётся одновременно и вращение, и ударные импульсы. Частота

ударов варьируется от 1000 до 3000 в минуту. Применяется для бурения скважин в породах VI-IX, частично X категории по буримости [2].

При шароструйном бурении разрушение породы происходит за счёт ударов быстро движущихся шаров [11]. Снаряд для шароструйного бурения не требует вращения. Шары приобретают высокую скорость под действием струи жидкости, истекающей из сопла. Данный способ пригоден для бурения пород VI-X категорий. На данный момент способ не получил широкой промышленной реализации и все еще находится в стадии разработки и совершенствования.

Проведён анализ ударных способов бурения с точки зрения перспективности их применения при бурении скважин на нефть и газ. Важным критерием в данном случае является глубина бурения. Примем, что средняя глубина залегания продуктивных пластов нефти и газа составляет 2500 м. Исходя из этого, критерию глубины в некоторой степени соответствуют только ударно-вращательный и вращательно-ударные способы. Для бурения интервалов скважин глубиной до 500 м можно рассматривать также шароструйный способ. Стоит принять во внимание, что бурение шароструйным способом малоэффективно в мягких и слабосцементированных породах и может быть эффективно при бурении пород средней и высокой твердости. Ударно-канатный и ударно-штанговые способы нельзя рассматривать так как данные способы не обеспечивают высокую производительность работ.

Остановимся более подробно на ударно-вращательном, вращательно-ударном и шароструйном способах бурения.

При ударно-вращательном бурении с промывкой создается повышенная вибрационная нагрузка, что накладывает повышенные требования на прочностные характеристики низа бурильной колонны. Пульсация давления при подаче промывочной жидкости, обусловленная технологией бурения также накладывает повышенные требования и на насосное оборудование.

Ударно-вращательное бурение с продувкой производится при помощи пневмударников. Глубина и диаметр скважины при применении станка для пневмударного бурения зависят от параметров компрессора, нагнетающего воздух [3]. Применение воздуха в качестве очищающего агента накладывает некоторые ограничения. Так, на стенки скважины не создается противодействие, что может привести к осыпям и обвалам, водопроявлению. Быстрее изнашиваются муфтовые соединения бурильных труб.

Вращательно-ударное бурение может быть более перспективно, так как при этом преобладает резание, что позволит данному способу легче вписаться в традиционный комплекс оборудования для вращательного бурения горных пород.

Шароструйное бурение может быть эффективно в специфичных условиях. К примеру, в стесненных условиях, когда отсутствует возможность размещения традиционного комплекса бурового оборудования. Данный способ имеет ряд ограничений. Так, бурение с его помощью малоэффективно в мягких, в неустойчивых породах. А, как правило, такие породы присутствуют в верхних интервалах геологического разреза.

Произведенный анализ позволяет предположить, что вращательно-ударный способ бурения может оказаться эффективным при бурении скважин на нефть и газ в определенных условиях. К таким условиям стоит отнести интервалы твердых или абразивных пород, бурение которых вращательным способом сопряжено с существенным увеличением скорости износа вооружения при вращательном бурении. Возможно, может быть перспективно использование в компоновке низа бурильной колонны (КНБК) устройств для генерации ударных импульсов, который можно задействовать при прохождении определенных интервалов скважины без осуществления дополнительных спуско-подъемных операций (СПО). Высокочастотные удары способствуют развитию дополнительных напряжений и формированию трещин в твердых горных породах, что отсутствует в долотах PDC, которые, в свою очередь, имеют низкую устойчивость к ударным воздействиям. Исходя из этого, следует пересмотреть конструкцию и элементы вооружения долота.

В представленной работе дана классификация ударных способов бурения. Кратко рассмотрен каждый из способов. Произведен анализ перспективности их применения при бурении скважин на нефть и газ.

Литература

1. Власюк В.И. Бурение и опробование разведочных скважин: учебное пособие / В.И. Власюк, А.Г. Калинин, А.А. Анненков. — Москва: ЦентрЛитНефтеГаз, 2010. — 862 с.
2. Волков А.С. Вращательное бурение разведочных скважин: учебник / А.С. Волков, Б.П. Долгов, Г.И. Пономарев. — Москва: Недра, 1977. — 368 с.
3. Зварыгин В.И. Буровые станки и бурение скважин: учебное пособие / Сибирский федеральный университет (СФУ). — 2-е изд., стер. — Москва; Красноярск: Инфра-М Изд-во СФУ, 2018. — 255 с.
4. Иванов К.И. Техника бурения при разработке месторождений полезных ископаемых / К.И. Иванов, В.А. Латышев, В.Д. Андреев. — 3-е изд., перераб. и доп. — Москва: Недра, 1987. — 271 с.
5. Калинин О.И. Гидроударные буровые снаряды и установки для бурения скважин на шельфе / О. И. Калинин, П. В. Зыбинский, П. В. Каракозов. — Донецк: Вебер, 2007. — 270 с.
6. Козловский Е.А. — Москва Справочник инженера по бурению геологоразведочных скважин в 2 т.: / Москва: Недра, 1984 Т. 2. — 1984. — 437 с.
7. Кэйе Р. Исследование цикла ударного бурения: пер. с фр. / Р. Кэйе. — Москва: Углетехиздат, 1956. — 87 с
8. Латышев О.Г. Разрушение горных пород / О. Г. Латышев. — Москва: Теплотехник, 2007. — 660 с.
9. Нескоромных В.В. Бурение скважин: учебное пособие / Сибирский федеральный университет (СФУ); Сибирский клуб. — Москва; Красноярск: Инфра-М Изд-во СФУ, 2015. — с. 161
10. Сулакшин С.С. Разрушение горных пород при проведении геологоразведочных работ: учебник для вузов / С. С. Сулакшин, П. С. Чубик; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ). — Томск: Изд-во ТПУ, 2011. — 367 с.
11. Уваков А.Б. Шароструйное бурение. — М.: Недра, 1969. — 207 с.

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЙ И СРЕДСТВ ЗАБУРИВАНИЯ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ СТВОЛОВ СКВАЖИН С ИСКУССТВЕННОГО ЗАБОЯ ОТКЛОНИТЕЛЯМИ НЕПРЕРЫВНОГО ДЕЙСТВИЯ В ТВЕРДЫХ И ОЧЕНЬ ТВЕРДЫХ ГОРНЫХ ПОРОДАХ

Д.В. Лысаков

Научный руководитель - профессор В.В. Нескоромных
Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

Одним из инструментов управления кривизной скважины в современном направленном бурении являются отклонители непрерывного действия (ОНД) [1]. При забурировании нового направления скважины в твердых горных породах с искусственного забоя ОНД фрезерующего типа обладает низкой эффективностью. Прежде всего это связано с механизмом интенсивности набора кривизны отклонителя, а также с тем, что в процессе искривления отклонитель проходит через два неоднородных по плотности материала таких как горная порода и материал искусственного забоя. Существуют рекомендации, согласно которым, использование ОНД фрезерующего типа возможно при условии, если твердость забоя выше или равна вмещающим забой породам, в случае несоблюдения рекомендаций скорость бурения отклонителя будет больше рекомендуемой для забуривания, что приведет к тому, что интенсивность искривления окажется ниже запланированной. Данные рекомендации тяжело реализуемы в связи со сложностью создания забоя из такого материала, который бы имел твердость больше или равную твердости вмещающих забой пород.

Анализ материалов показал, что в настоящее время сложно подобрать отверждаемые материалы для создания искусственных забоев, твердость которых была бы выше VIII категории по буримости. Также проблема усложняется тем, что сроки отвердевания материала должны быть минимальными [3].

При искривлении скважины в твердых и очень твердых породах обычно используются алмазные долота, шарошечные долота типа К и ОК или инструменты с комбинированным вооружением. Механизм разрушения горных пород алмазными долотами осуществляется в основном раздавливанием и резанием-скалыванием, а при бурении шарошечным инструментом дроблением и скалыванием. Указанные механизмы разрушения предназначены для эффективного бурения твердых и очень твердых горных пород. В случае, если разрушаемая горная порода или материал искусственного забоя отличаются повышенной пластичностью и относятся к упруго-пластичным образованиям средней твердости, процесс разрушения этих материалов становится менее эффективным, что может дать возможность осуществлять отклонение с искусственных забоев в твердых и очень твердых горных породах.

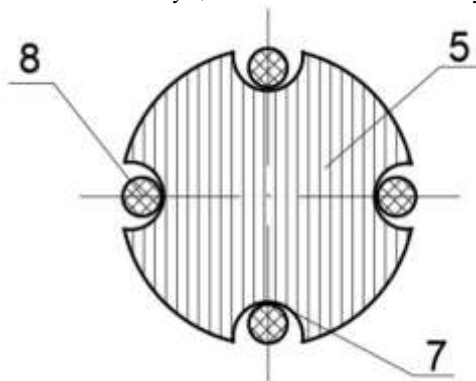


Рис. 1. Общий вид устройства для доставки деревянного забоя

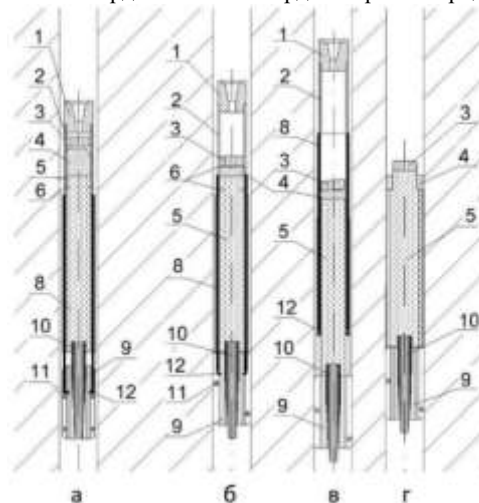


Рис. 2. Разрез А-А устройства

В связи с этим возникла идея создания искусственного забоя из материала, который по своим физико-механическим свойствам кардинально отличается от свойств твердых упруго-хрупких горных пород. Наиболее подходящим природным материалом для забоя в таком случае может являться древесина, которая за счет наличия волокон и высокой степени пластичности малоэффективно разбуривается алмазными и шарошечными долотами, что в свою очередь ограничит скорость углубки на начальных этапах искривления и формирования уступа. Выбор древесины как материала искусственного забоя продиктован его невысокой стоимостью, экологичностью, легкостью в обработке и, что крайне важно, набухаемостью в водной среде.

На этой основе разработана и описана конструкция устройства для доставки деревянного искусственного забоя в скважину. Приведены результаты стендовых исследований бурения деревянной пробки шарошечными и алмазными долотами, представлены формулы для расчета длины деревянной пробки необходимой для успешного забуривания и ухода от старого направления скважины.

Проведенные стендовые испытания бурения деревянной пробки из лиственницы, предварительно находившейся в воде несколько часов показало, что при осевой нагрузке 1000 даН и частоте вращения 280 мин^{-1} скорости бурения алмазным долотом АДН и трехшарошечным долотом типа К составили 0,9 и 1,1 м/ч соответственно, что близко к значениям рекомендуемым для забуривания. Усилие продавливания пробки длиной 0,5 м составило не менее 500 даН [2]. Таким образом, эксперимент показал, что по основным показателям –

механической скорости бурения и усилию продавливания пробки деревянный искусственный забой может рекомендоваться для практического использования.

На основе полученных данных была разработана конструкция устройства для доставки деревянного искусственного забоя (рис. 1), включающая переходник 1, связанный с колонной труб, контейнер 2 выполненный из колонковой трубы, в котором располагается продавочная пробка 3, щебень 4 и закреплена верхняя часть деревянной пробки 5 при помощи срезных штифтов 6. Сухая деревянная пробка 5 имеет длину, обеспечивающую забуривание нового направления скважины и уход траектории нового ствола от старого направления на $\frac{1}{2}d_{\text{скв}}$. На наружной поверхности деревянной пробки выполнены продольные углубления 7 (рис. 2), в которых располагаются металлические тяги 8. Тяги 8 в верхней части крепятся к контейнеру, а в нижней части к распорным плашкам 9, при помощи шарнирного соединения. Распорные плашки 9 закреплены на клине 10 при помощи проволоки 11. Шарнирное соединение состоит из штыря 12, который крепится к тросу при помощи пальца 13. Штырь 12 в свою очередь закреплен в распорные плашки 9.

Деревянную пробку 5, перед обработкой следует высушить, для того чтобы обеспечить ее набухаемость после спуска в скважину.

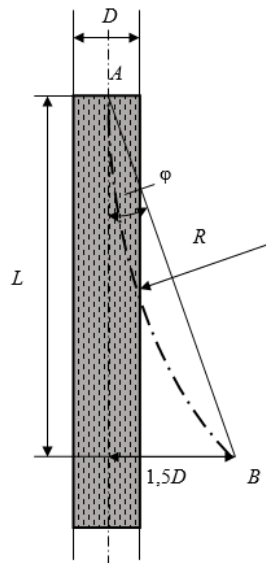


Рис. 3. Процесс раскрепления деревянной пробки в скважине

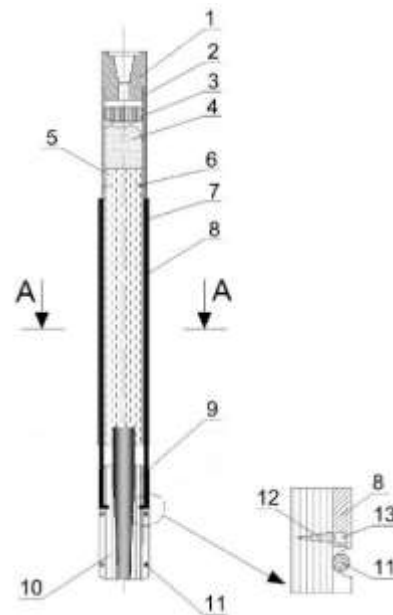


Рис. 4. Схема для определения требуемой длины деревянной пробки

После спуска устройства на необходимую глубину (рис. 3, а) в бурильную трубу закачивается промывочная жидкость, которая, проходя через переходник 1 попадает в контейнер 2 (рис. 3, б). Под давлением промывочной жидкости, продавочная пробка 3 выдавливает из контейнера щебень 4. При этом штифты 6 срезаются, освобождая от закрепления деревянную пробку 5. Одновременно с этим устройство медленно приподнимается, тяги 8 начинают тянуть вверх распорные плашки, которые наезжая на клин начинают раздвигаться до упора в стенку скважины. Проволока 11, удерживающая распорные плашки 9 на клине, в процессе вдавливания клина в плашки 9 рвется и не препятствует закреплению пробки в скважине. После вдавливания клина в распорные плашки 9, штырь вырывается из распорных плашек 9 и тяги 8 освобождаются (рис. 3, в). За счет наличия пальца штырь принимает вертикальное положение и не препятствует подъему тяг 8 по продольным углублениям 7 пробки. После извлечения контейнера с тягами 8 из сухой деревянной пробки 5 в освободившиеся продольные углубления 7 проникает промывочный раствор и щебень 4 (рис. 3, г). Промывочный раствор обеспечивает набухание сухой пробки, а щебень 7 надежное закрепление, попадая в зазоры между деревянной пробкой 5 и стенкой скважины.

Задавая интенсивность набора кривизны отклонителем, можно определить длину деревянной пробки из условия реализации отклонения и выхода забоя за пределы старого ствола на расстояние смещения забоя не менее 1,5 полутора диаметров скважины – D .

Для начала следует рассчитать радиус искривления по формуле:

$$R_{\text{ср}} = \frac{57,3}{i} \quad (2)$$

где i – интенсивность набора кривизны отклонителем, град/м.

В соответствии со схемой на рис. 4 рассчитаем длину рейсовой проходки на заданный угол отклонения φ и минимальную длину деревянной пробки, обеспечивающей отход нового ствола от старого:

$$l_p = \frac{\pi 57,3 \varphi}{90 i} \quad (3)$$

Угол φ набора кривизны можно определить по зависимости:

$$\varphi = \text{arctg} \frac{1,5D}{L} \quad (4)$$

где D – диаметр скважины, м; L – минимальная длина пробки, позволяющая осуществить отход нового ствола от старого на $1,5D$.

Длина пробки L можно определить из формулы

$$L = \frac{1,5D}{\operatorname{tg}\varphi} \quad (5)$$

С учетом всех выражений можно рассчитать длину рейса отклонителем для отхода на заданное расстояние от старого ствола:

$$l_p = \frac{\pi 57,3 \operatorname{arctg} \frac{1,5D}{L}}{90 i} \quad (6)$$

Таким образом, устройство позволит производить оперативный спуск пробки и её надежное закрепление в скважине без создания временного искусственного забоя. Извлеченный контейнер с тягами можно использовать для дальнейших постановок искусственных забоев.

Литература

1. Нескоромных В.В. Направленное бурение и основы кернометрии. Москва: ИНФРА-М. – 2015. – 337 с.
2. Нескоромных В.В. Елисеев А.Д. Гринчук А.В. Наделяев А.А. Совершенствование технологии забуривания дополнительных стволов скважин в твердых и очень твердых горных породах отклонителями непрерывного действия // Известия Сибирского отделения секции наук о Земле Российской академии естественных наук. Геология, поиски и разведка рудных месторождений. 2009. Т.34, №1. 154-159.
3. Нескоромных, В.В. Методы и технические средства бесклинового забуривания дополнительных стволов скважин с искусственных забоев / В.В. Нескоромных – М.: МГП «Геоинформмарк» – 1993 . – 55 с.

АКТУАЛЬНОСТЬ БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН ПРЕДЕЛЬНО МАЛОГО ДИАМЕТРА

А.С. Манилов

Научный руководитель - старший преподаватель И.Б. Бондарчук

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Сооружение разведочных и поисковых скважин на нефть и газ, составляет основную часть затрат на геологоразведочные работы, и как следствие оказывает значительное влияние на стоимость прироста 1 тонны запасов. В настоящее время уже почти все легкодоступные запасы углеводородов разведаны и разбурены, что ставит на повестку дня вопрос разработки трудноизвлекаемых запасов. Разработка большинства таких месторождений не рентабельна для нефтегазовых компаний при текущей цене на нефть, во многом из-за больших затрат на разведку и промышленного разбуривания данных месторождений. Поэтому сокращения затрат на сооружение скважин и как следствие снижение стоимости геологоразведочных работ, является очень актуальной задачей в рамках современной нефтегазовой отрасли.

Одним из возможных решений, направленных на снижение стоимости бурения скважин, является снижение диаметра сооружаемых скважин. Конструкции скважин предельно малого диаметра применяемые за рубежом изображены на (рис.1) [2]. Строительство скважин предельно малого диаметра позволяет сократить потребляемые энергоресурсы, численность обслуживаемого персонала, металлоёмкость бурового оборудования, количество потребляемого бурового и цементного раствора. Указанные преимущества достигаются за счет уменьшения объема кольцевого пространства и количество выбуренной породы. Уменьшение металлоёмкости оборудования приводит к снижению транспортных расходов, а также позволяет уменьшить размер буровых площадок. В совокупности все данные факторы позволяют существенно сократить затраты на сооружение новых скважин, по данным приведенным в работе [2], до 50%.

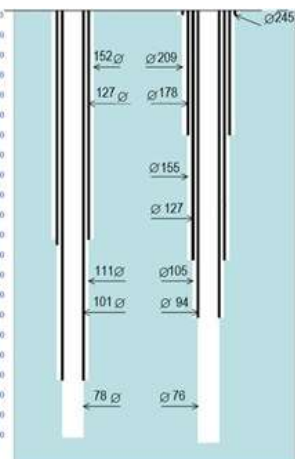


Рис. 1. Варианты конструкции скважин предельно малого диаметра

Несмотря на то, что с каждым годом совершенствуются геологические и геофизические методы поиска запасов углеводородов, большинство разведочных скважин все же не вскрывают продуктивные пласты и остаются «сухими». По данным статистики опубликованной в американских журналах, только одна из девяти пробуренных скважин в дальнейшем дает продукцию [3]. При этом разведочные скважины в настоящее время бурятся с конечным, под обсадные колонны, диаметром 146 мм и более. Данный подход нельзя назвать рациональным, учитывая, что огромное количество разведочных скважин бурятся без дальнейшего ввода в эксплуатацию. Уменьшение диаметра скважин приведет к снижению затрат, а в случае, если скважина вскроет продуктивный пласт, возможно расширение ствола, и перевод ее в эксплуатационный фонд.

Применение скважин предельно малого диаметра может ограничиться не только при разведочном бурении. В современной промышленной практике большинство скважин с самого начала разработки залежи, не являются фонтанирующими и работают с небольшими дебитами. В таких случаях возможно изначально проектировать скважины с малым диаметром и если такая скважина вскроет пласт, продуктивность которого выше предполагаемого, то возможно её расширение, для спуска эксплуатационной колонны большего диаметра.

Бурение скважин малого диаметра имеет свои недостатки, к которым относятся:

- увеличение интенсивности естественного искривления, из-за снижения жесткости бурильных труб. Отклонение скважины от проектной траектории, требует ее корректировки для достижения проектного забоя;
- увеличение дифференциального давления в скважине, что может привести к поглощению бурового раствора и гидроразрыву проницаемых пластов. Поэтому при бурении скважин малого диаметра ужесточаются требования к предъявляемым к буровому раствору, а также к компетенциям буровой бригады [1];
- ухудшение проходимости буровой колонны по причине больших её перегибов, относительно колонны стандартного диаметра;
- трудности с вовлечением в разработку вышележащих горизонтов путем резки боковых стволов.

Следует отметить, что эффективность долота при бурении скважин малого диаметра зависит от типа долота. При применении шарошечных долот снижается проходка на долото, и как следствие, растет количество спуско-подъемных операций и падает рейсовая скорость бурения. Это является следствием снижения коэффициента работоспособности подшипников опоры и объема вооружения шарошек в результате уменьшения их геометрических размеров. Уменьшение диаметра долота, положительно сказывается при бурении лопастными и алмазными долотами, что связано с уменьшением пути резания инструмента.

Оценка технико-технологических данных сооружения скважин малого диаметра рассмотрена на примере скважин Мыхлорского и Руфь-Еганского месторождений [3].

Таблица 1

Оценка технико-технологических данных сооружения скважин

| Наименование | № скважины | | |
|---|-----------------------|-------------------|------------------------|
| | 11 | 12 | 42 |
| Месторождение | Мыхлорское | Мыхлорское | Руфь-Еганское |
| Тип буровой установки и привод | АРБ-100 дизельный | АРБ-100 дизельный | БУ-3000 ЭУК эл. привод |
| Категория скважины | добывающие | | |
| Профиль ствола скважины | наклонно-направленные | | |
| Способ бурения | наклонно-направленные | | |
| Фактическая глубина скважины, м | 2810 | 2803 | 2786 |
| Фактическая конструкция скважин (диаметр - мм х глубина спуска - м) | | | |
| Направление | 245x146 | 245x32 | 324x48 |
| Кондуктор | 168x1098 | 168x714 | 245x797 |
| Эксплуатационная колонна | 114x2807 | 114x2801 | 146x2785 |

При этом заканчивание скважин с диаметром 114 мм, привело к значительному сокращению расходов по сравнению с сооружением скважины стандартного диаметра 146 мм (рис. 2, 3) [3].

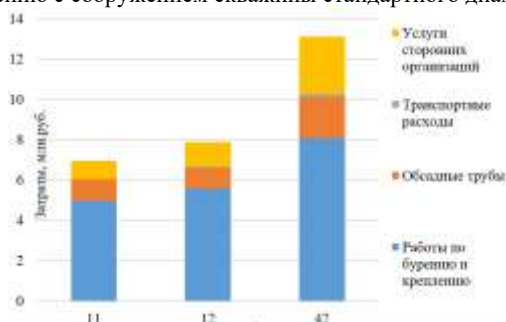


Рис. 2. Распределение стоимости сооружения скважины по типам затрат

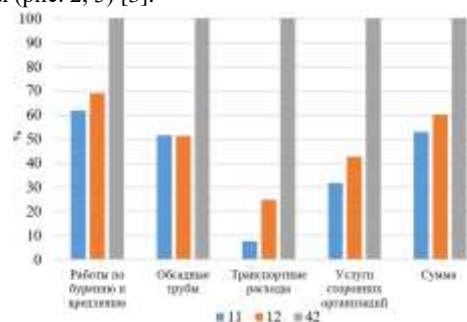


Рис. 3. Соотношение стоимости затрат скважин 11 и 12 относительно скважины 42

Расходы, связанные с бурением и креплением обсадных колонн снизились на 30-40%, что связано с ускорением спуско-подъемных операций, с уменьшением затрачиваемых мощностей на бурение, а также количества необходимого тампонажного и бурового раствора. Происходит снижение стоимости обсадных труб до 50% из-за снижения их металлоёмкости. Снижение веса бурового комплекса позволяет сократить транспортные расходы до 90%. В целом происходит снижение полной стоимости сооружения скважины на 40-45%, что позволяет бурить до двух скважин малого диаметра, с затратами одной скважины обычного диаметра. Данный факт свидетельствует о значительной экономической эффективности предлагаемой технологии, что в свою очередь может сделать более рентабельной разведку и разработку углеводородных залежей, и в частности сделать более актуальной разработку трудноизвлекаемых запасов.

Литература

1. Мещеряков К.А. и др. Бурение скважин малого диаметра как способ снижения затрат при строительстве эксплуатационных и разведочных скважин // Территория нефтегаз, № 10, 2013. С. 26 – 29.
2. Новиков А.Д., Черныш В.Ф., Нечепуренко А.Е. Бурение скважин предельно малого диаметра как ускоренный метод открытия крупных месторождений // Разведка и охрана недр, № 1, 2006. С. 47 – 50.
3. Панычев С. А. и др. Опыт строительства первой разведочной скважины малого диаметра в Томской области. Вестник инженерингового центра ЮКОС № 3, 2002 г.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПОЛИСАХАРИДНЫХ ПОНИЗИТЕЛЕЙ ФИЛЬТРАЦИИ НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ И ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ СВОЙСТВА БИОПОЛИМЕРНЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

И.В. Масалида, А.А. Мельников, К.М. Минаев

Научный руководитель - доцент К.М. Минаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Успешное заканчивание нефтяной или газовой скважины и ее стоимость в значительной степени зависят от выбранного типа бурового раствора и его свойств. Буровой раствор влияет на качество вскрываемого пласта, оценку флюида в пласте и последующую производительность скважины. В некоторых случаях, когда параметры буровой промывочной жидкости не входят в рамки регламентированных значений, возможен необоснованный отказ от дальнейшей эксплуатации скважины в силу того, что не удастся точно оценить реальное содержание нефти или газа в пласте. Пласт может быть загрязнен частицами твердой фазы бурового раствора, либо закупорен полимерами, входящими в его состав. Из этого следует, что выбор правильного типа бурового раствора, способного минимизировать повреждение коллекторских свойств пласта, является краеугольным камнем экономически выгодного бурения. Для обеспечения минимальной степени физико – химического взаимодействия в системе «буровой раствор – продуктивный пласт» используются специальные промывочные жидкости, называемые также растворы первичного вскрытия (РПВ). Их отличительной особенностью является минимально возможное содержание инертной твердой фазы (барит, песок, глина). Из твердой фазы в состав РПВ может входить только кислоторастворимый мраморный кольматант, фракционный состав которого подбирается в зависимости от размера пор продуктивного пласта. В состав бурового раствора первичного вскрытия также входят правильно подобранные химические реагенты, контролирующие фильтрацию промывочной жидкости, которые либо биоразлагаемы, либо поддаются обработке кислотой или разрушителями фильтрационной корки. Наиболее распространенные реагенты, обеспечивающие контроль фильтрации РПВ – полисахариды, в частности модификации крахмала и полианионная целлюлоза [1]. Исследованию влияния данных реагентов на фильтрационные и реологические свойства РПВ посвящена данная работа.

Основой для проведения эксперимента является биополимерный буровой раствор, в состав которого входит: 0,5 г/л NaOH, 80 г/л KCl, 4 г/л ксантановой смолы («ОНК», Китай), 50 г/л карбоната кальция размером 10 микрон. Помимо перечисленных реагентов в буровой раствор поочередно вводились исследуемые понизители фильтрации в концентрации 10 г/л. Исследуемые понизители фильтрации представлены следующими реагентами: полианионная целлюлоза ПАЦ НВ (ООО «Геотехновации»), модифицированный карбоксиметилированный крахмал КМК (синтезирован специально для исследований), модифицированный крахмал Реатрол (ООО «Технологическая компания Шлюмберже»). Эффективность понизителей фильтрации и их совместимость с другими реагентами, входящими в состав бурового раствора, оценивалась при стандартных условиях (20°C) и после термической обработки. Приближение к забойным условиям осуществлялось путем проведения теста термического старения при температуре 90°C на протяжении 16 часов.

Измерение реологических и фильтрационных параметров бурового раствора производилось по стандартной методике API 13B-1 [2] для полевых испытаний буровых растворов. Используемое оборудование: вискозиметр атмосферный OFITE, модель 900; фильтр - пресс низкого давления OFITE, вальцовая печь OFITE.

Согласно полученным результатам наиболее высокие значения реологических параметров, в том числе кажущейся вязкости (КВ), пластической вязкости (ПВ), динамического напряжения сдвига (ДНС) были получены при добавлении в биополимерный буровой раствор реагента ПАЦ НВ (табл. 1). Чуть меньшее влияние на вязкость раствора оказал КМК (табл. 2), наименьший эффект – Реатрол (табл. 3). Данные результаты могут быть обоснованы наличием отрицательно заряженных карбоксиметильных функциональных групп у реагентов ПАЦ НВ и КМК, что способствует их лучшему растворению в буровом растворе. Значительное влияние на реологические параметры бурового раствора реагентами ПАЦ НВ и КМК также связано с молекулярной массой исследуемых полимеров. В соответствии с литературными данными [3], чем выше молекулярная масса полимера, тем больший эффект он оказывает на реологический профиль бурового раствора. В связи с этим можно предположить, что из всех исследуемых понизителей фильтрации наименьшей молекулярной массой обладает Реатрол. Вместе с тем Реатрол – неионогенный реагент, полученный путем влаготермической обработки кукурузного крахмала. Благодаря данной модификации происходит рассеивание амилозы – остова крахмала, что, в свою очередь, позволяет крахмалу гидратироваться несмотря на неионогенный характер, пусть и в меньшей степени, чем реагентам, обладающим ионогенными функциональными группами (ПАЦ НВ, КМК). Значительного эффекта на реологические параметры РПВ от воздействия высокой температуры при проведении теста термического старения отмечено не было. Реологические параметры практически не претерпели изменений.

Наилучшие результаты по потерям фильтрата бурового раствора были отмечены при добавлении в исходную систему реагентов КМК и Реатрол (табл. 2, табл. 3). Как при стандартных условиях, так и после проведения теста термического старения, значения фильтрации для данных систем оказались практически идентичны. При добавлении в биополимерный буровой раствор реагента ПАЦ НВ отмечены более высокие потери фильтрата (табл. 1). Таким образом можно прийти к выводу, что в биополимерных системах первичного вскрытия наиболее эффективно применять именно крахмалы и их модификации, нежели полианионную целлюлозу. Поэтому в промышленном бурении нефтяных и газовых скважин в безглинистых РПВ чаще используются крахмальные реагенты. Наиболее распространенная биополимерная система первичного вскрытия «Flo – Pro», представленная компанией M-I Swaco, включает в свой состав именно модифицированный крахмал. Как утверждается в исследовании [4], наилучшие результаты по реологическим и фильтрационным свойствам биополимерного бурового

раствора первичного вскрытия достигаются при совместном использовании реагентов Flo-Vis (ксантановая смола) и Flo-Trol (гидроксипропил крахмал). В текущем исследовании в совокупности с ксантановой смолой применялись другие модификации крахмалов (карбоксиметилированный крахмал КМК и обработанный кукурузный крахмал Реатрол). При этом потери фильтрата оказались достаточно низкими, что свидетельствует о высокой эффективности данных модификаций крахмалов в растворах первичного вскрытия пласта. В перспективе также планируется провести сравнительный анализ реагентов КМК и Реатрол с гидроксипропил крахмалом Flo-Trol, чтобы подтвердить возможность потенциального использования ряда альтернативных модификаций крахмала в РПВ.

Таблица 1

Реологические и фильтрационные свойства РПВ при добавлении ПАЦ НВ

| 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 |
|--------------------------|--------|--------|--------------------------------|---|--|----------------|
| РПВ до термообработки | 36 | 22 | 28 | 7 | 10 | 13,4 |
| РПВ после термообработки | 28 | 17 | 23 | 7 | 12 | 19,4 |

Таблица 2

Реологические и фильтрационные свойства РПВ при добавлении КМК

| 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 |
|--------------------------|--------|--------|--------------------------------|---|--|----------------|
| РПВ до термообработки | 22 | 12 | 19 | 9 | 13 | 7,4 |
| РПВ после термообработки | 23 | 12 | 23 | 10 | 14 | 11,7 |

Таблица 3

Реологические и фильтрационные свойства РПВ при добавлении Реатрол

| 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 |
|--------------------------|--------|--------|--------------------------------|---|--|----------------|
| РПВ до термообработки | 18 | 10 | 15 | 8 | 10 | 7,1 |
| РПВ после термообработки | 16 | 8 | 16 | 6 | 11 | 11,2 |

Влияние термического старения на фильтрационные свойства исследуемых растворов первичного вскрытия оказалось достаточно существенным. После проведения термообработки под действием 90 °С на протяжении 16 часов во всех трех тестах наблюдался рост потерь фильтрата. Как и многие биополимеры, крахмалы при высокой температуре подвержены деградации. Деградация крахмала приводит к увеличению потерь фильтрата бурового раствора, что может привести к неконтролируемой фильтрации и, как итог, повреждению коллекторских свойств пласта. В текущем исследовании неконтролируемой фильтрации отмечено не было, однако по полученным результатам можно заключить о частичном разложении полимеров при температуре 90 °С. В то же время не представляется возможным утверждать абсолютно точно, что данный эффект связан именно с деградацией полисахаридных реагентов. Увеличение потерь фильтрата также может быть связано с разложением ксантановой смолы. Сравнительный анализ термостабильности ксантановой смолы различных производителей также планируется в дальнейших исследованиях.

Выводы:

- Наиболее высокие значения реологических параметров в растворе первичного вскрытия пласта были достигнуты при использовании полианионной целлюлозы ПАЦ НВ и карбоксиметилированного крахмала КМК. Предположительно это связано с тем, что данные реагенты обладают карбоксиметильными функциональными группами и более высокой молекулярной массой по сравнению с кукурузным крахмалом Реатрол.
- Наилучшие фильтрационные свойства в РПВ были достигнуты при использовании крахмальных реагентов КМК и Реатрол. В соответствии с исследованием [4], такой результат связан с синергетическим эффектом от совокупного применения ксантановой смолы и модифицированного крахмала. Совместное использование ксантановой смолы и полианионной целлюлозы в биополимерных растворах первичного вскрытия не настолько эффективно.
- Оценено влияние термического старения на растворы первичного вскрытия при добавлении различных полисахаридных реагентов для контроля фильтрации. Воздействие температуры 90 °С значительно сказывается на фильтрационных свойствах бурового раствора и практически не отражается на реологическом профиле промывочной жидкости. При частичной деградации полимеров в первую очередь ухудшаются фильтрационные свойства бурового раствора.

Литература

1. Simonides H., Schuringa G., Ghalambor A. Role of Starch in Designing Nondamaging Completion and Drilling Fluids. 73768-MS SPE Conference Paper. – 2002.
2. API, R., B-1 Recommended Practice Standard Procedure for Field Testing Waterbased Drilling Fluid, Fifth Edition – 2019.
3. Грей Дж.Р., Дарли Г.С.Г. Состав и свойства буровых агентов. М: Недра. – 1985.
4. Петров Н.А., Давыдова И.Н. исследования безглинистой промывочной системы Flo-Pro для бурения горизонтального ствола скважин. Нефтегазовое дело. Том 9, № 3 – 2011.

ВЛИЯНИЕ КОНЦЕНТРАЦИИ ДЕСТРУКТОРА НА ОСНОВЕ МОЛОЧНОЙ КИСЛОТЫ НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЖИДКОСТИ ГИДРОРАЗРЫВА

Нгуен Тхань Хиеу

Научный руководитель - доцент В.Н. Глотова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день гидравлический разрыв пласта (ГРП) является одним из наиболее эффективных методов интенсификации газовых, газоконденсатных и нефтяных скважин. Метод также предназначен для увеличения приёмистости нагнетательных скважин.

Успешность проведения ГРП зависит от двух основных факторов: геологических и технологических, такие как, например: литологические характеристики пласта, состояние скважины, выбранная технология гидравлического разрыва. Одним из важных факторов является правильный выбор жидкостей гидроразрыва [2].

Для проведения ГРП в качестве химического рабочего реагента применяются различные жидкости. Жидкости ГРП должны обладать определенными физическими и химическими свойствами. При гидроразрыве вязкость играет основную роль в обеспечении достаточной ширины трещины для обеспечения входа проппанта в трещину, переноса проппанта от ствола скважины к трещине. Кроме того, жидкость должна легко удаляться из пласта после осуществления ГРП. Используемая жидкость ГРП с желаемой вязкостью должна быть безопасной для окружающей среды, не повреждать проводимость трещины и проницаемость пласта, недорогой [3].

Вязкость жидкостей ГРП обычно достигается использованием натуральных водорастворимых полимеров, таких как полисахариды, в частности гуар и его производные [5]. Гуаровая смола довольно быстро гидратируется в холодной воде, образуя псевдопластичные растворы уникальной структуры. Как правило, с большей вязкостью при низком сдвиге, чем другие гидроколлоиды, что улучшает способность жидкости для гидроразрыва транспортировать проппант. Коллоидные твердые вещества, присутствующие в гуаре, делают жидкости более эффективными, создавая меньше фильтрационной корки.

Молекулы гуара имеют тенденцию к агрегации в процессе гидравлического разрыва, в основном из-за межмолекулярной водородной связи. Эти агрегаты затрудняют извлечение нефти, потому что забивают трещины, ограничивая приток флюида. Сшивание гуаровых полимерных цепей предотвращает агрегацию образованием металл-гидроксильных комплексов. Сшивание увеличивает базовую вязкость линейного геля, а также эластичность и способность переноса расклинивающего агента в жидкости. Применение сшивающих составов позволяет получить жидкости с требуемыми свойствами. Растворы полимеров могут быть сшиты в гели с помощью соединений бора, а также титана, хрома, циркония, других поливалентных металлов и их водорастворимых солей [5]. Сшивание является функцией pH, что означает, что оно может быть сформировано или изменено путем простого регулирования pH. Скорость сшивки также можно регулировать типом и концентрацией сшивателя, а также добавками лигандов, замедляющих сшивание при высоких температурах [5].

После проведения гидравлического разрыва пласта, прежде чем начать добычу, обработка призабойной зоны является важнейшим фактором, связанным с удалением жидкости ГРП и извлечением остатка расклинивающего материала с забоя скважины. Это необходимо для повышения относительной проницаемости и предупреждения препятствия на пути притока углеводородов. В данном исследовании, к обработке подземных произведенных трещин относятся состав для разрушения жидкостей ГРП.

Удаление жидкости разрыва осуществляется уменьшением вязкости жидкости до минимума, достаточного для свободного истечения под действием пластового давления и сохранения проппанта в трещине. Уменьшение вязкости геля до начального состояния выполняется путем добавления соответствующих деструкторов. При проведении ГРП сшитый гель закачивают под достаточным для формирования пластовой трещины давлением, при этом деструктор разрушает структурные связи сшитого геля, уменьшает молекулярную массу используемых полимеров и образует жидкость с меньшей вязкостью, пригодной для откачки, а также облегчает продувку остаточного полимера, что позволяет очистить проппантную пачку. Для осуществления деструкции идеальные деструкторы должны вводиться в состав жидкости на поверхности и не оказывать на нее воздействия до снижения давления закачивания, а затем быстро реагировать с гелем, разрушая его без образования осадка. Этого очень трудно достичь, так как активность деструкторов сильно зависит типа деструктора, температуры жидкости, которая меняется со временем. В зависимости от условий проведения ГРП, в качестве деструкторов могут применяться три основных типа: окислители, кислоты и ферменты [3]. Однако настоящие применяемые деструкторы являются недостаточными либо малоэффективными [5].

На сегодняшний день наряду с развитием техники и технологии в утилизации использованных полимерных изделий наиболее перспективным направлением является создание биоразлагаемых полимеров, разлагающихся после их использования с образованием безопасных веществ: воды, газа (CO_2 , N_2), биомассы.

Применение биоразлагаемых полимеров в качестве деструкторов в составе жидкостей ГРП является новым направлением в области жидкостей ГРП. Биоразлагаемые полимеры обладают следующими свойствами: биodeградируемостью, приемлемыми механическими, физико-химическими свойствами, необходимыми для жидкостей ГРП. Перспективными биodeградируемыми материалами, соответствующими этим требованиям являются биоразлагаемые полимеры на основе молочной кислоты, такие как полилактид (полимолочная кислота), которые гидролизуются в присутствии воды с выделением молочной кислоты [1].

Изучение влияния молочной кислоты является важным направлением для дальнейшего применения биоразлагаемых деструкторов на её основе в составе жидкости ГРП.

Экспериментальным испытанием определяется влияние различных концентраций молочной кислоты на реологические характеристики сшитого геля.

Жидкость ГРП на основе гуаровой смолы, боратного сшивателя БС-2 помещают в чашку вискозиметра (OFITE 800). Добавляют молочную кислоту, перемешивают раствор со скоростью сдвига 30 об/мин при температуре 25°C, определяют изменение эффективной вязкости геля от времени его обработки молочной кислотой при различных концентрациях (масс) 4%, 5%, 7%, 9%, 11% и 12%. График зависимости представлен на следующем рисунке.



Рис. Зависимость эффективной вязкости сшитого геля от времени его обработки молочной кислотой при различных концентрациях при температуре 25°C

Наблюдается деструкция геля до вязкости близкой к вязкости воды при концентрации молочной кислоты (масс) 9% через 45 мин; 11% через 15 мин; 12% через 5 мин. Полная деструкция жидкости происходит в процессе разрушения геля при концентрациях молочной кислоты (масс) 9%, 11% и 12%. Через 35 мин и 70 мин деструкции геля с концентрациями молочной кислоты (масс) соответственно 4% и 5% образуются крупные «флокулы», агломераты, что приводит к увеличению вязкости. Появление агломератов можно объяснить обратным соединением маннозных элементов в структуре гуара после его деструкции, образуются полиманнозные спирали, которые нерастворимы [4].

По результатам исследования можно сделать вывод, что увеличение концентрации молочной кислоты приводит к повышению степени деструкции и снижению эффективной вязкости сшитого геля. При низких концентрациях молочной кислоты процесс деструкции продолжается только в течение определенного периода времени. Полная деструкция происходит только тогда, когда кислотность раствора достигает необходимого значения pH в конце процесса деструкции 5,6 - 6,9 с первоначального значения pH, равного 9.

Изучение влияния молочной кислоты на реологические свойства жидкости ГРП позволит в дальнейшем применять биоразлагаемые полимеры на основе молочной кислоты в качестве деструктора в составе жидкостей ГРП.

Литература

1. Горнинский С.И. Получение и исследование иодсодержащих материалов на основе полимолочной кислоты: Дис. магис.– Томск, 2016г. – 89 с.
2. Магадова Л.А., Силин М.А., Малкин Д.Н., Цыганков В.А., Савастеев В.Г. Технологии гидравлического разрыва пласта, снижающие риски увеличения обводненности скважины//Время колтюбинга. – № 3 (049). – 2014. – С. 38 – 46.
3. Fracturing Fluid [электронный курс]. – URL: <https://www.intechopen.com/books/effective-and-sustainable-hydraulic-fracturing/fracturing-fluids> (дата обращения: 29.01.2020).
4. New fluid technology allows fracturing without internal breakers / J. Weaver, E. Schmelzl, M. Jamieson, G. Schiffner // SPE Gas Technology Symposium. – 2002.
5. Пат. 2487157 Россия МПК C09K №8/68. Состав для деструкции сшитого геля на основе гуаровой смолы Русинов П.Г., Жаров С.С., Ганенкова Е.В. Заявлено. 10.08.2011; Опубл. 10.07.2013, Бюл.№19. – 2 с.: ил.

КОМПЬЮТЕРНЫЙ ИНЖЕНЕРНЫЙ АНАЛИЗ КОРПУСА ПРЕВЕНТОРА ПШКМ-АСМТ-114Х21

М.А. Пазяк

Научный руководитель - профессор К.В. Сызранцева
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Для герметизации нефтегазовой скважины при чрезвычайных ситуациях, а также в ходе строительства или ремонтных работ на скважине используется превентор – рабочий элемент комплекта противовыбросового оборудования, который устанавливается на устье скважины. Установка превентора – обязательное условие при ведении буровых работ. Превентор предотвращает открытое фонтанирование нефти, возникновение пожара и, как следствие, загрязнение окружающей среды.

Превентор штанговый кабельный ПШКМ-АСМТ-114х21, выпускаемый тюменской инжиниринговой компанией ООО «АСМТ», с условным проходным отверстием 114 мм и рабочим давлением 21 МПа применяется как противовыбросовое оборудование для герметизации трубного канала насосно-компрессорных труб (НКТ) при спускоподъемных операциях в процессе ремонта, освоения и проведения геофизических работ на нефтегазовых скважинах.

Конструкция превентора ПШКМ-АСМТ-114х21 состоит из цельного металлического корпуса, изготовленного из проката легированной хладостойкой стали, внутри которого с помощью управления от ручного привода, приводящегося в движение вращением рукояток, перемещаются плашки с уплотнениями для перекрытия затрубного пространства.

Каждый превентор проходит обязательную проверку. В ходе этой проверки испытываются корпус на пробное давление, которое равно двум рабочим, герметичность плашек, резьбовых соединений.

Пробное гидротестирование корпуса превентора проводится на специальном стенде в безопасном месте. Отверстия глушатся заглушками, которые используются только в ходе проверки. Плашек, клапана и других комплектующих при испытании корпуса в превенторе нет. Внутри корпуса создается максимально допустимое давление, равное 42 МПа. Корпус превентора выдерживается под давлением в течение заданного времени, при этом падение давления не допускается. Внутреннее давление корпуса фиксируется с помощью манометра. По окончании испытаний превентор проверяется на отсутствие утечек и проходит визуальный контроль с помощью наружного осмотра.

С целью выявления опасных мест корпуса превентора было принято решение смоделировать процесс гидротестирования численными методами. Компьютерный инженерный анализ корпуса превентора ПШКМ-АСМТ-114х21 осуществлялся в программном комплексе ANSYS. В основе ANSYS лежит метод конечных элементов – основной метод для решения современных задач механики и прочности. Суть данного метода заключается в том, что конструкция разбивается на некоторое число малых по размерам областей, называемых конечными элементами. Конечные элементы зависят от типа конструкции и характера ее деформации и могут иметь различную форму, в частности, для трехмерных конструкций конечные элементы представляют собой области в форме блока или тетраэдра [4].

Конечно-элементный анализ корпуса превентора ПШКМ-АСМТ-114х21 состоит из следующих этапов:

1. Построение в программном комплексе SolidWorks геометрии корпуса превентора. На проходное отверстие накручивается муфта, в верхней и боковой частях корпуса ставятся заглушки.
2. Сохранение полученной модели в формате ACIS (*.sat) и последующий импорт в ANSYS Mechanical APDL [3].
3. Задание свойств материала. Корпус превентора изготовлен из стали 40X, следовательно, модуль упругости $E=214000$ МПа, коэффициент Пуассона $\mu=0,3$ [2].
4. Разработка и построение конечно-элементной сетки. Так как корпус превентора является трехмерной конструкцией, конечные элементы для его сетки, способные хорошо описать сложную геометрию, имеют форму тетраэдра и представлены элементами SOLID187 размером 7 мм.
5. Задание граничных условий. Трехмерная модель корпуса превентора ПШКМ-АСМТ-114х21 симметрична относительно фронтальной и профильной плоскостей, поэтому анализу подвергалась 1/4 часть модели. На плоскостях разреза корпуса указаны условия симметрии. Опоры корпуса превентора жестко заделаны.
6. Задание внутреннего давления по всей внутренней поверхности корпуса ПШКМ-АСМТ-114х21 в размере 21 МПа и отрисовка результатов испытания [1].
7. Анализ полученных результатов. Оценка качества конечно-элементной сетки осуществлялась согласно формуле:

$$\Delta = \frac{ESOL - NSOL}{ESOL} \times 100\% = \frac{370,936 - 369,538}{370,936} \times 100\% = 0,377\% < 10\%,$$

где $ESOL$ – Element Solution, решение методом элементов;

$NSOL$ – Nodal Solution, решение методом узлов.

Поскольку значение Δ меньше 10%, то качество конечно-элементной сетки считается удовлетворительным [4].

На рисунке 1 представлено распределение суммарных перемещений корпуса превентора. Для наглядности деформация преувеличена в 50 раз. На рисунке 2 представлены распределения эквивалентных напряжений Мизеса. Для наглядности деформация преувеличена в 50 раз.

Согласно теории энергии формоизменения повреждение пластичного материала начинается в местах, где напряжения по Мизесу становятся равными предельным напряжениям. Чаще всего в качестве предельного

напряжения используется предел текучести. Предел текучести стали 40Х по ГОСТ 8479–70 должен составлять не менее 345 МПа [2]. Максимальное значение напряжений составляет 369,538 МПа. Поскольку в материале корпусов превенторов допускается небольшое превышение предела текучести, прочностную надежность данного превентора можно считать достаточной.

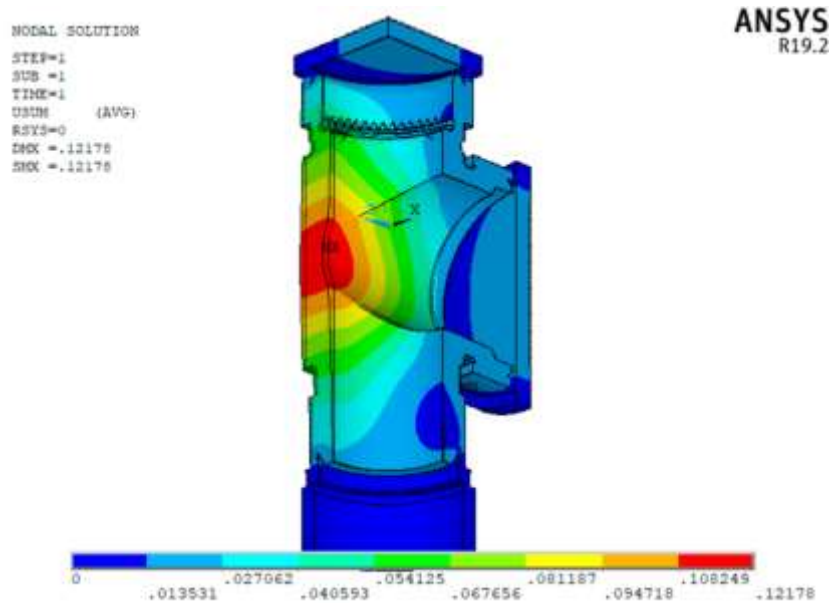


Рис. 1 Распределение суммарных перемещений

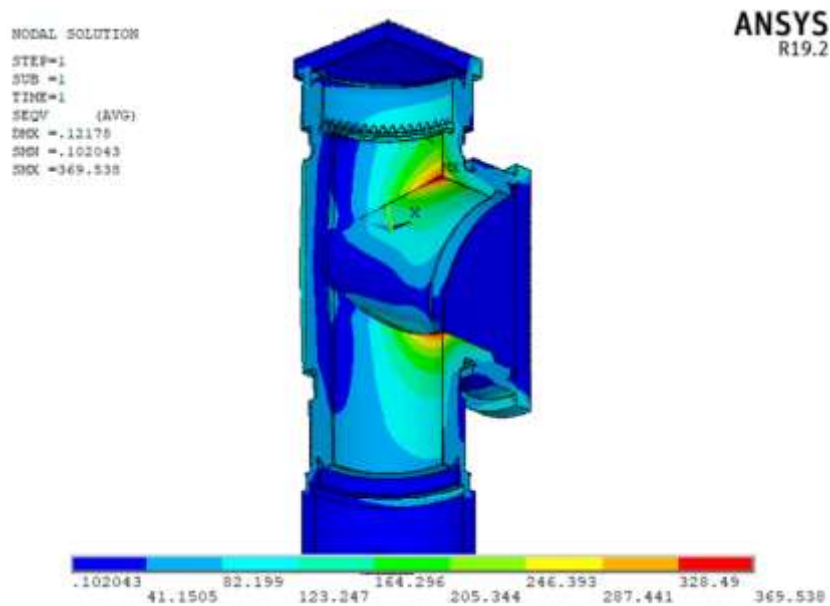


Рис. 2 Распределение эквивалентных напряжений по Мизесу

Литература

1. Басов, К.А. ANSYS. Справочник пользователя / К.А. Басов – Москва: ДМК Пресс, 2012. – 639 с.
2. Драгунов, Ю.Г. Марочник сталей и сплавов. 4-е изд., переработ и доп. / Ю.Г. Драгунов, А.С. Зубченко, Ю.В. Каширский и др. Под общей ред. Ю.Г. Драгунова и А.С. Зубченко – М.: 2014. 1216 с.: илл.
3. Пазяк, М.А. К вопросу импорта твердотельных моделей в ПК ANSYS / М.А. Пазяк, И.В. Билянская, Т.Е. Лобкова // Новые информационные технологии в нефтегазовой отрасли и образовании: материалы VIII Международной научно-технической конференции. - Тюмень, 2019. - С.29-31.
4. Сызранцева, К.В. Компьютерный анализ нагруженности и деформативности элементов нефтегазового оборудования: Монография / К.В. Сызранцева. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2009. – 124 с.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИСПЫТАНИЕ ОБРАЗЦОВ КАРБОКСИМЕТИЛИРОВАННОГО КРАХМАЛА С РАЗЛИЧНОЙ СТЕПЕНЬЮ ЗАМЕЩЕНИЯ

Р.Р. Сагитов, К.М. Минаев

Научные руководитель - доцент К.М. Минаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время обвал цен на нефть и дестабилизация ситуации на сырьевом рынке ведут к кризису в Российской экономике. Так называемое сырьевое проклятие не способствует росту экономики, а любой скачек цены на нефть заметно ударяет по экономической ситуации в целом. Согласно РБК [1] фактический бюджет Российской Федерации по итогам 2018 года состоит на треть от доходов, связанных с нефтегазовой промышленностью. Для увеличения доходов в нефтегазовом секторе необходимо развивать данную отрасль, достигая результаты не только оптимизацией затрат на персонал, но и снижением фактических затрат за счет производства внутри страны передового оборудования, а также разработки и введения новых технологий и материалов. В частности, если говорить о бурении нефтяных и газовых скважин, затраты на реагенты, применяемые в буровых растворах, достаточно велики. В настоящее время наибольшее применение находят системы буровых растворов, в которых регулирование основных свойств осуществляется введением полимерных реагентов, чаще всего модифицированных полисахаридных реагентов на основе простых эфиров целлюлозы (полианионная целлюлоза). Однако для получения высококачественных эфиров целлюлозы требуется очищенная целлюлоза, которая имеет высокую стоимость. Перспективной сырьевой базой для получения реагентов для буровых растворов может являться более дешевый и при этом воспроизводимый крахмал.

В ранее проделанных работах произвели оценку эффективности применения карбоксиметилкрахмала в модельных буровых растворах. Проведен анализ возможной замене дорогостоящей полианионной целлюлозы на КМК [2,4,5], выделены условия применения КМК и перспективные рецептуры буровых растворов. Целью дальнейших исследований является получение образцов КМК с высокой степенью замещения согласно разработанному ранее методикам синтеза [3, 6]. Для исследований получено пять образцов КМК с различной степенью замещения (таблица 1).

Таблица 1

Исследуемые образцы КМК

| Название и номер образца | Степень замещения | Содержание основного вещества в кислотной форме |
|--------------------------|-------------------|---|
| CMS-112 | 0,26 | 77% |
| CMS-111 | 0,57 | 62% |
| CMS-90(2) | 0,73 | 61% |
| CMS-90(3) | 0,88 | 57% |
| CMS-110 | 1,1 | 56% |

Оценку эффективности КМК с различной степенью замещения проводили на модельных буровых растворах, приготовленных согласно методике описанной в статье [4]. Результаты фильтрационных исследований представлены на графике (рис. 1).

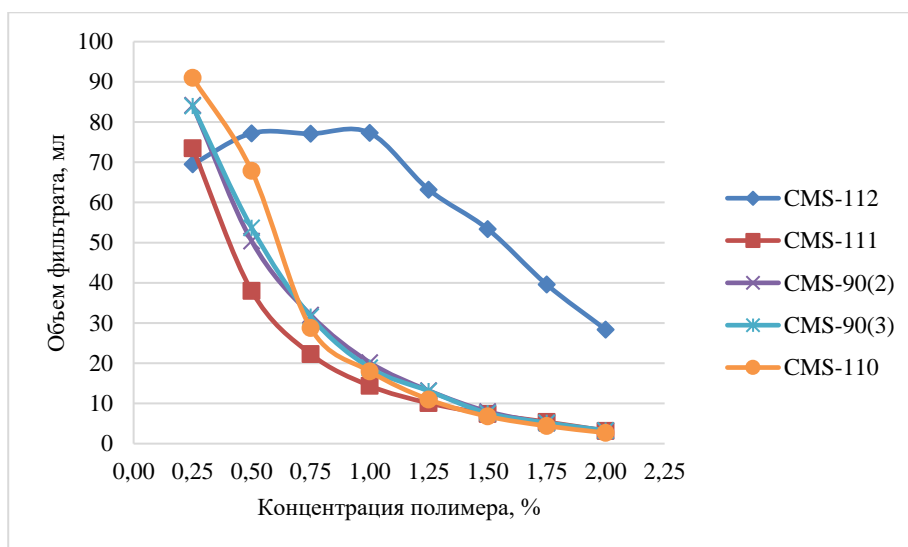


Рис.1 Зависимость объема фильтрата бурового раствора от концентрации КМК

На основе полученных результатов можно сделать вывод, что наименьшую фильтрацию бурового раствора в области концентраций 1,5-2,0% обеспечивают КМК с высокой степенью замещения (0,9-1,1), при этом в диапазоне 0,25-1,25 % лучшие результаты получены для образцов со степенью замещения 0,57. Степени замещения меньше 0,3 недостаточно для обеспечения удовлетворительной растворимости КМК и такой реагент снижает фильтрацию минимально. Также были проведены исследования по биостойкости модельных буровых растворов, обработанных патогенными микроорганизмами, выделенными из месторождения Томской области. Оценка устойчивости к биодеградации исследуемых реагентов проводилась в течении четырех недель, и с определенной периодичностью проводили измерение реологии и фильтрации модельных буровых растворов. Полученные результаты приведены на графике (рис. 2).

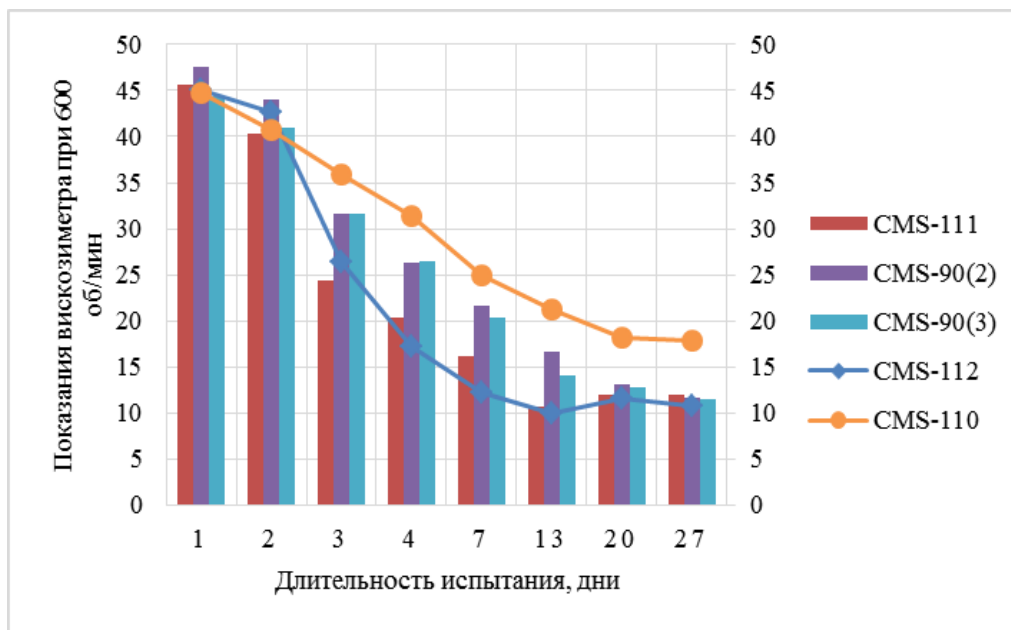


Рис.2 Зависимость вязкости буровых растворов от времени

Полученные данные свидетельствуют о влиянии степени замещения на биостойкость КМК, образцы с высокой степенью замещения, сохраняют вязкость и фильтрацию бурового раствора значительно дольше, чем реагенты с низкой степенью замещения. Буровые растворы с образцами с низкой степенью замещения на третьи сутки испытания снизили вязкость практически на 50%, что указывает на разрушение полимера за счет активной жизнедеятельности микроорганизмов.

Увеличение степени замещения КМК повышает растворимость полученного продукта, усиливает его биостойкость и снижает водоотдачу модельных буровых растворов.

Литература

1. Агеева О. Треть доходов бюджетной системы России оказалась связана с нефтью и газом: РБК Экономика. 22.08.2020. URL: <https://www.rbc.ru/economics/22/08/2019/5d555e4b9a7947aed7a185de> (дата обращения: 23.03.20).
2. Минаев К. М., Яновский В. А., Минаева Д. О., Захаров А. С., Сагитов Р. Р., Андропов М. О., Пандей С. К., Сравнительное исследование понизителей фильтрации на основе карбоксиметильных эфиров крахмала и целлюлозы в современных системах буровых растворов / Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2018. Т. 329. № 5. 57–66.
3. Минаев К.М., Захаров А.С., Яновский В.А., Сагитов Р.Р., Мартынова Д.О. Разработка методики синтеза карбоксиметилкрахмала для нефтегазодобывающей отрасли / Сборник материалов VI Всероссийской конференции с международным участием "Актуальные вопросы химической технологии и защиты окружающей среды", Чебоксары, 2016. - Изд-во Чуваш. ун-та, 2016. – С 150
4. Сагитов Р.Р., Минаев К.М. Захаров А.С. Сравнительное исследование понизителя фильтрации на основе карбоксиметилированного крахмала и целлюлозы. // Бурение в осложненных условиях: Материалы Международной научно-практической конференции. – СПб, «ЛЕМА», 2016. 90-94 с.
5. Сагитов, Р. Р., Минаев, К. М., Захаров, А. С., Королев, А. С., Минаева, Д. О., Исследование понизителей фильтрации буровых растворов на основе карбоксиметильных эфиров крахмала и целлюлозы / Нефтяное хозяйство. - 2017. - №11, С. 102-105.
6. Способ получения модифицированного крахмального реагента: пат. 2637224 Рос. Федерация № 2016141367; заявл. 21.10.2016; опубл. 01.12.2017, Бюл. № 34.3

**ЭФФЕКТИВНОСТЬ БУРЕНИЯ МНОГОЗАБОЙНЫХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ПРИ
РАЗРАБОТКЕ НИЗКОПРОНИЦАЕМОГО КОЛЛЕКТОРА НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ
ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ**

А.А. Серебрянников

Научный руководитель - профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В связи с повсеместно ухудшающейся структурой запасов, растущими рисками обводнения скважин на нефтегазовых месторождениях, находящихся на третьей-четвертой стадиях разработки, низкой степенью выработки извлекаемых запасов возникает необходимость поиска новых технологий и рационализаторских решений, которые бы способствовали повышению эффективности разработки сложных месторождений, в частности низкопроницаемых коллекторов, отличающихся низкими значениями нефтенасыщенных толщин и фильтрационно—емкостных свойств. В условиях разработки такого типа коллекторов одним из методов оптимизации системы разработки является бурение многозабойных горизонтальных скважин (МЗГС), которые при правильном подходе способствуют решению как сугубо технологических задач, так и экономических, экологических и геологических.

Многозабойной горизонтальной скважиной считается такая скважина, которая помимо основного ствола имеет еще одно или несколько ответвлений, которые бурятся в пределах одного эксплуатационного объекта разработки. Данная технология показала свою эффективность при эксплуатации залежей вязких нефтей, залежей с низким пластовым давлением, залежей с низкой проницаемостью, залежей со слаборазвитой естественной трещиноватостью, залежей с тонкослоистым или многослойным строением, залежей с риском формирования четко выраженных структурных или стратиграфических ловушек (линз, полулинз, пропластки), которые оказываются невовлеченными в разработки при традиционных методах бурения, в залежах с водонефтяными (газонефтяными) контактами и отсутствием литологических перемычек и т.д [1].

В отличие от многоствольных скважин (МСС), которые имеют также несколько стволов, но вскрывают разные эксплуатационные объекты разработки, многозабойные скважины располагаются в пределах одного объекта разработки, поэтому сочленение стволов и забои МЗС обычно находятся на небольшом расстоянии друг от друга. В связи с этим, согласно классификации TAML, бурение МЗС имеют первый/второй уровень сложности [2]. Так как спуск хвостовика в основной ствол происходит после завершения буровых работ, иногда доступ в ответвления невозможен. Отличительной особенностью конструкции МЗС, по сравнению с традиционными горизонтальными скважинами (ГС), является обсаживание лишь основного ствола, в то время как ответвления остаются необсаженными, либо осуществляется спуск перфоратор при необходимости [3].

В период с 2016 по 2019 гг. на нефтяном месторождении Томской области были пробурены двенадцать многозабойных горизонтальных скважин на низкопроницаемый пласт Ю₁² с целью опробования технологии и оптимизации существующей системы разработки. Средняя глубина залегания пласта Ю₁² составляет 2,6 тыс.м, эффективная нефтенасыщенная толщина – 2,3 м, пористость – 0,15 д.ед., проницаемость – 4*10⁻³ мкм², Кн – 0,55 д.ед., песчаность – 0,63 д.ед., расчлененность – 1,2 ед., вязкость нефти – 1,47 мПа*с. Пласт Ю₁² по своему генезису относится к прибрежно-морским песчаникам и имеет покровный характер площадного развития, тип залежи - пластовая, сводовая, коллектор характеризуется как терригенный, поровый.

В ходе работы был выполнен анализ эффективности бурения многозабойных горизонтальных скважин и сравнение их технологических показателей разработки (дебиты нефти и жидкости и их темпы падения, продуктивность, обводненность) с фактически пробуренными горизонтальными скважинами. Выделено три группы скважин по их расположению на эксплуатационном объекте, сопоставимым фильтрационно-емкостным свойствам, насыщению коллектора и депрессии. В анализе приняло участие 12 многозабойных горизонтальных скважин и 18 горизонтальных скважин.

Как видно из рисунка 1, по двум группам скважин из трех заметно значительное превышение стартовых показателей многозабойных горизонтальных скважин над обычными горизонтальными: для группы № 1 средний стартовый дебит нефти МЗС составил 28,4 т/сут, у ГС – 15,2 т/сут, средний стартовый дебит жидкости МЗС – 41,6 м³/сут, ГС – 43,4 м³/сут, обводненность МЗС – 19,6 %, ГС – 52,7 %; для группы № 2 средний стартовый дебит нефти МЗС составил 39,2 т/сут, ГС – 22,5 т/сут, средний стартовый дебит жидкости МЗС – 52,2 м³/сут, ГС – 35,1 м³/сут, обводненность МЗС – 10,8 %, ГС – 19,1 %. Темпы падения дебитов нефти и жидкости МЗС и ГС характеризуются быстрым падением дебитов в первые три месяца, после чего скважины выходят на установившийся режим работы и падение значительно замедляется. На многих многозабойных горизонтальных скважинах наблюдается снижение обводненности после выхода на установившийся режим работы и низкая динамика последующего роста кривой обводненности – традиционные горизонтальные скважины, напротив, отличаются быстрым ростом обводненности продукции, что может быть связано с проведением гидроразрывов пласта (ГРП) на этих скважинах и близким расположением к контуру нефтеносности. Все скважины расположены в схожих геологических условиях (проницаемость, насыщение и толщины отличаются незначительно) и эксплуатируются при сопоставимых депрессиях.

По группе № 3 наблюдается превышение стартовых показателей горизонтальных скважин над скважинами МЗС: стартовый дебит нефти МЗС составил 2,2 т/сут, у ГС – 7,3 т/сут, средний стартовый дебит жидкости МЗС – 36,0 м³/сут, ГС – 72,0 м³/сут, обводненность МЗС – 91,5 %, ГС – 87,6 %. Это связано с неподтверждением насыщения в областях бурения скважин, недостижением проектной продуктивности и эффективной проходки горизонтальных стволов. В целом, скважины группы № 3 непоказательны для анализа и представлены в качестве примера неудачного выбора зоны бурения новых скважин.

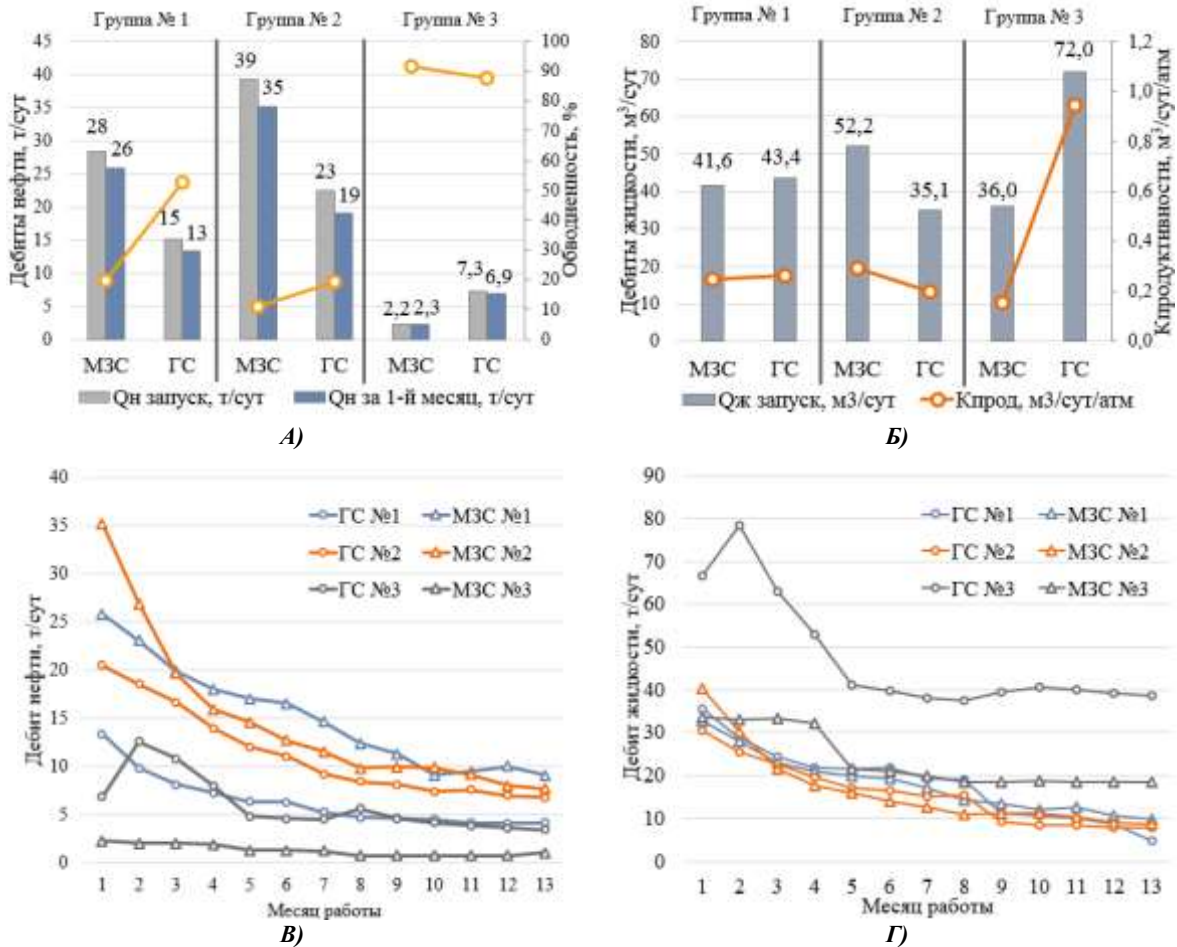


Рис. 1 Сравнение технологических показателей разработки пробуренных МЗС и ГС: А – Запускные дебиты нефти и обводненность; Б – Запускные дебиты жидкости и коэффициент продуктивности; В – Темпы падения дебитов нефти в первый год; Г – Темпы падения дебитов жидкости в первый год

Помимо недостижения эффективной проходки горизонтальных стволов МЗС, в работах [4,5] выделяют следующие причины снижения эффективности строительства многозабойных скважин с горизонтальным окончанием: несоответствие длины горизонтального ствола и геолого-технических условий строительства скважины, неправильное расположение ствола относительно кровли и подошвы пласта, анизотропия свойств горных пород по толщине и площади пласта, дифференциация давлений на забое по длине горизонтального участка ствола, ухудшение свойств, а также поглощение в нецелевые интервалы буровых и тампонажных растворов в процессе бурения.

В заключении стоит отметить, что проведенный анализ бурения многозабойных горизонтальных скважин и сравнение их технологических показателей разработки с фактически пробуренными горизонтальными скважинами показал, что технология МЗС может достаточно эффективно применяться наряду с ГС при разработке низкопроницаемых коллекторов с низкими ФЕС и толщинами.

Литература

1. Бакиров Д.Л., Фаттахов М.М. Многозабойные скважины: практический опыт Западной Сибири. – Тюмень, 2015. – 232 с.
2. MacKenzie A. Hogg C. Multilateral classification system with example applications // World Oil. – 1999. – № 1. – P.55–61.
3. Бакиров Д.Л., Фаттахов М.М., Бондаренко Л.С., Малютин Д.В., Багаев П.А. Эффективность внедрения технологии строительства многозабойных скважин с горизонтальным окончанием на месторождениях ООО «Лукойл-Западная Сибирь» // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений – 2014 – № 10. – С. 42-45.
4. Поляков В.Н., Хузин Р.Р., Постников С.А., Аверьянов А.П. Технологические проблемы строительства многозабойных скважин с горизонтально разветвленными стволами // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2013. – № 9. – С. 10-12.
5. Назимов Н.А., Хаминов Н.И., Хусаинов Н.И., Ахметзянов Р.Г. Выработка запасов нефти локальных участков залежей системой горизонтально разветвленных скважин // Нефтяное хозяйство. – 2006. - № 7. – С. 58-60.

**АНАЛИЗ КОНСТРУКЦИИ И ОСОБЕННОСТЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТУРЕЛЬНЫХ СИСТЕМ
УДЕРЖАНИЯ БУРОВЫХ СУДОВ ДЛЯ ЗАМЕРЗАЮЩИХ АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ**

В.А. Сычев, Д.И. Геращенко

Научный руководитель - старший преподаватель А.В. Епихин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Актуальность разработки и совершенствования бурового оборудования для сооружения скважин на шельфе замерзающих морей не вызывает сомнений, поскольку объемы бурения на шельфе и глубоководье растут постоянно. В данный момент времени применяются различные способы удержания технологической платформы на её месте. Способ удержания зависит от характеристик самой платформы и района, в котором она эксплуатируется. В данной статье отобран состав конструкции турельных систем удержания и проанализирован их функционал, особенности эксплуатации и возможности технического совершенствования.

Состав турельной системы удержания (ТСУ) представлен нижеследующими элементами.

Турель – стационарный элемент ТСУ, вокруг которого вращается корпус, соединяемый через БСУР и якорную систему удержания с морским дном. Предназначена для изменения ориентации платформы под воздействием внешних нагрузок (волновая, ветровая, ледовая, течения). Турель через подшипники опирается на корпусные конструкции. На период проведения ремонтных работ турель оборудована запорным устройством, фиксирующим положение корпуса и препятствующим вращению ПНК СТ под воздействием внешних нагрузок. Указанное устройство планируется задействовать, например, для замены элементов основного подшипника ТСУ.

В нижней части турели располагается система отсоединения для разъединения потоков жидкостей, газов, электрических и оптических линий. Конструкция турели располагает достаточной прочностью и жесткостью для передачи нагрузок от якорной системы на корпус.

Буй-системы удержания райзеров (БСУР) - это стационарный элемент турели, предназначенный для крепления райзеров и шлангокабелей. БСУР фиксируется к турели посредством запорного устройства и соединяется с якорной системой так называемой якорной оттяжкой БСУР, проходящей между соединительным элементом БСУР и соединительным элементом турели (рис. 3). После отсоединения БСУР обеспечивает удержание якорных оттяжек, райзеров и шлангокабелей на глубине не менее 100 м ниже поверхности моря.

Кожух - это поворотный элемент ТСУ, жестко сопряженный с корпусом и совершающий вместе с ним вращательные движения вокруг стационарной турели. Кожух представляет собой вертикальную цилиндрическую конструкцию, отделяющую турель от корпуса и служащую опорой для размещения подшипников и турели. Кожух имеет диаметр 23 м, располагается вокруг турели и является также водонепроницаемым барьером в примыкающие отсеки корпуса. Нижняя часть кожуха входит в ледовый пояс, образуя единую конструкцию.

Подшипники ТСУ - это элемент ТСУ, обеспечивающий способность ориентации платформы относительно стационарных элементов турельной системы под воздействием внешних нагрузок (рис. 2). Подшипники также предназначены для распределения усилия, передаваемого с корпуса на турель. Подшипники служат опорой для турели и обеспечивают требуемый коэффициент трения в системе «турель – кожух» для обеспечения ориентации платформы.

Предусмотрено три узла подшипников:

- вертикальный верхний подшипник – воспринимает все вертикальные нагрузки и вертикальные нагрузки, создаваемые опрокидывающим моментом;
- горизонтальный верхний подшипник – воспринимает горизонтальные нагрузки, создаваемые опрокидывающим моментом и вызываемые горизонтальными ускорениями нагрузки от поворотных столов и части турели;
- нижний подшипник – воспринимает горизонтальные нагрузки от якорной системы и вызываемые горизонтальным ускорением нагрузки от части турели.

Распределение нагрузок между горизонтальным верхним подшипником и нижним подшипником определяется податливостью конструкции на участке между нижним и верхним подшипником. Нижний подшипник включается в работу при увеличении горизонтальной составляющей внешней нагрузки свыше 2500 т.

Поворотный стол - это стационарный элемент, расположенный над турелью и служащий для размещения основной части оборудования ТСУ, включая подъемное оборудование БСУР и вспомогательные лебедки для замены элементов якорной и райзерной систем. На поворотном столе также расположены трубопроводы и манифольды. Поворотный стол жестко соединен с турелью. В стандартной конструкции ТСУ предусмотрено наличие поворотного стола, состоящего из пяти палуб.

На верхней палубе расположен вертлюжный блок. На четвертой палубе расположены манифольды и трубная обвязка для перераспределения потоков пластового продукта перед входом в вертлюжный блок. На третьей палубе расположены камеры запуска и приема средств очистки и диагностики (СОД) для удаления накопившейся жидкости и примесей в добычных райзерах и внутрипромысловых трубопроводах. Обвязка предусматривает возможность использования СОД с возвратом через добычной райзер. В связи с использованием СОД предусмотрены соответствующие технические средства для отвода газов, дренажа и продувки, а также оборудование одной камеры для пуска и одной камеры для приема СОД. На второй палубе располагается вспомогательное оборудование систем ТСУ. На первой палубе расположено основное и вспомогательное подъемное оборудование (лебедки) для подъема БСУР и замены райзеров, шлангокабелей и якорных оттяжек.

Ледовый пояс - это элемент ТСУ, расположенный под килем и жестко соединенный с корпусом. Ледовый пояс предназначен для защиты турели и якорной системы удержания от воздействия льда.

Вертлюжный блок предназначен для обеспечения передачи жидкостей, газов, электроэнергии и оптических сигналов между стационарными и поворотными элементами ТСУ. Вертлюжный блок имеет вертикальную модульную компоновку и состоит из частей турели при неограниченном угле поворота платформы.

Пассивные приводы вертлюга устанавливаются между роторами каждого его отдельного модуля и конструкцией обслуживания поворотных столов с целью свести к минимуму напряжения на подходящие трубопроводы технологического комплекса.

Система удержания - это стационарный элемент турельной системы, предназначенный для передачи внешней нагрузки на якорные фундаменты и формирования обратного усилия для удержания платформы в заданном положении при подсоединенном БСУР. Система удержания поддерживает БСУР в погруженном состоянии после отсоединения ПНК СТ на заданной глубине. Как отмечалось выше, в данной системе удержания применено уникальное решение крепления якорных оттяжек не к БСУР, а непосредственно к турели. БСУР соединяется с системой удержания посредством дополнительной оттяжки, называемой линией БСУР, которая в условиях нормальной эксплуатации не включена в работу системы удержания.

Таким образом, при отсоединении ПНК СТ на начальном этапе в процессе опускания БСУР к нему крепятся только райзеры и шлангокабели, но не якорные оттяжки (которые остаются закрепленными на турели). На последнем этапе отсоединения все якорные оттяжки отсоединяются от турели и включаются в работу линии БСУР, которая крепится непосредственно к БСУР.

Якорные фундаменты - это стационарный элемент системы удержания, предназначенный для восприятия всех результирующих нагрузок с последующей их передачей на якорные фундаменты, закрепленные в грунт. Возможно использование нескольких типов якорных фундаментов. Окончательный выбор типа должен осуществляться на основании уточненных геологических данных в местах их предполагаемой установки.

Во время планового отсоединения давление во всех промысловых трубопроводах сбрасывается с помощью вспомогательной системы. Продувочная арматура для сброса давления размещается на верхнем строении и обеспечивает отвод газа на факел. Промысловый трубопровод и райзер подключаются к вспомогательной системе путем открытия отсечного клапана, соединяющего коллектор турели и манифольд вспомогательной системы. При экстренном отсоединении промысловые трубопроводы остаются под давлением, а сброс давления осуществляется только на участке между арматурами аварийного останова БСУР и останова турели. Для обеспечения быстрого сброса давления (расчетное время сброса давления – 15 с.) предусмотрен сброс газообразных углеводородов на факел через ту же вспомогательную систему, что и при плановом отсоединении. Вспомогательная система сброса давления также используется во время запуска СОД в подводные промысловые трубопроводы.

Утилизируемая вода под высоким давлением подается с технологического комплекса и закачивается в подводные скважины. Для этого вода перекачивается через отдельный канал во вспомогательной секции вертлюжного блока и далее через стыковочную плиту подается в шлангокабель. В состав блока стыковочной плиты входит быстроразъемный соединитель небольшого диаметра для каждого шлангокабеля.

Ниже приведены основные этапы эксплуатации судна с турельной системой. На рисунке 1 приведена схема транспортировки наделки с якорной системой позиционирования на буровом судне.

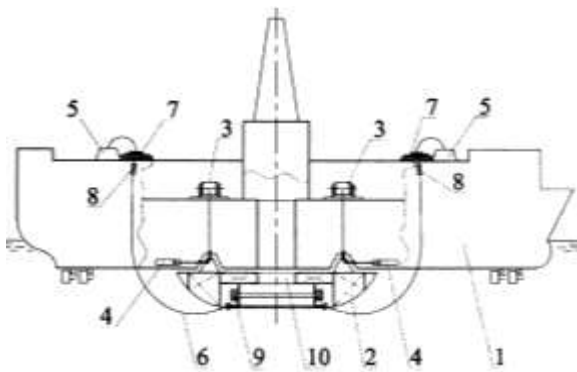


Рис. 1 Транспортировка судна с турельной системой

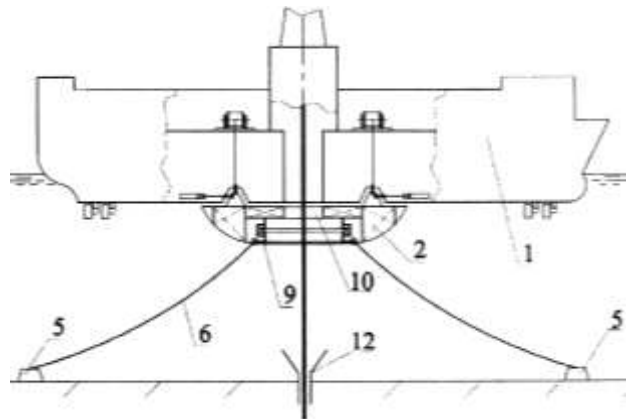


Рис. 2 Судно с турельной системой установленной над точкой бурения

На буровом судне 1 наделка 2 с якорной системой позиционирования подтянута к днищу судна при помощи устройств подтягивания 3 и соединена с судном при помощи устройства крепления по-походному 4. Становые якоря 5 и якорные цепи 6 уложены в бухты 7, хранящиеся на палубе судна 1. При помощи скоб 8 становые якоря 5 соединяются со смычками якорных канатов, присоединенных к турели 9, установленной в нижней части наделки 2 вокруг сквозного выреза 10 для прохода буровых труб. Как вариант, становые якоря с цепями могут транспортироваться на вспомогательном судне-завозчике якорей, с которого после установки концы якорных цепей передаются на буровое судно.

На рисунке 2 показана схема стоянки бурового судна над точкой бурения при помощи наделки-понтон, оборудованной системой якорного позиционирования.

Судно 1 встает на стантовые якоря 5 и удерживается в точке бурения при помощи якорных цепей 6, закрепленных на турели 9. Буровая колонна свободно проходит через сквозной вырез 10 в скважину 12. На рисунке 3 показано положение наделки в отсоединенном состоянии.

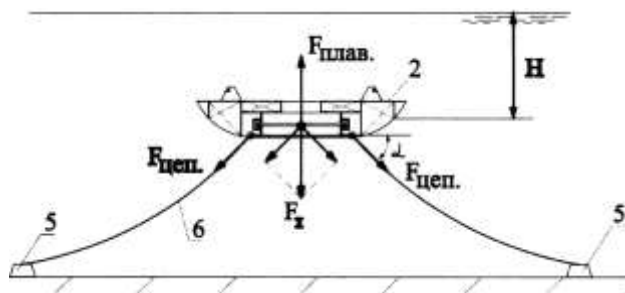


Рис. 3 Положение наделки в отсоединённом состоянии

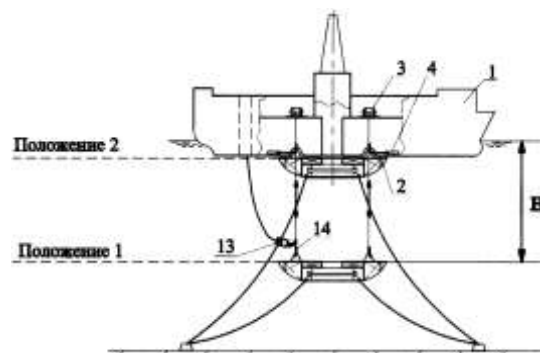


Рис. 4 Схема возвращения судна на точку бурения

После отсоединения от судна наделка 2 под действием суммарной силы F_{Σ} натяжения цепей 6 начинает погружаться. По мере погружения силы натяжения цепей будут уменьшаться и на глубине H , когда равнодействующая F_{Σ} сравняется с силой плавучести наделки $R_{\text{плав}}$, погружение наделки прекратится.

Как вариант, реализация выполнения наделки с якорной системой в виде оставляемого блока под водой представляется целесообразной для арктических судов, которым приходится уходить с точки бурения на зимний период с тяжелой ледовой обстановкой и возвращаться в следующую навигацию для продолжения бурения.

На рисунке 4 показана схема присоединения наделки к буровому судну после его повторного возвращения в точку бурения. Судно 1 встает над заякоренной наделкой 2, находящейся в положении 1 на глубине H , при помощи телеуправляемого необитаемого подводного аппарата 13 производится подсоединение подъемных захватов 14 устройства подтягивания 3. После подтягивания наделки 2 к днищу судна 1 в положение 2 производится закрепление наделки при помощи устройства крепления по-походному 4. Далее работа бурового судна осуществляется из положения 2 в последовательности, приведенной в описании рисунка 2.

Проведенный анализ позволил сделать вывод о целесообразности применения технологических платформ судового типа с ТСУ при комбинированном виде обустройства морских нефтегазовых месторождений арктического и дальневосточного шельфов на глубинах свыше 50 м. Это обусловлено тем, что технологические платформы судового типа характеризуются наличием больших площадей для размещения оборудования, объемов для хранения жидких углеводородов, что позволяет использовать апробированные на суше технологии разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений с применением современных методов повышения нефтеотдачи и обеспечением высокого коэффициента извлечения нефти (КИН).

Литература

1. Бережной К.Г., Вербицкий С.В. Типы морских технологических платформ: их преимущества и недостатки // Морские интеллектуальные технологии. 2015. № 3 (29). С. 33–46.
2. Правила классификации, постройки и оборудования морских плавучих нефтегазодобывающих комплексов. СПб.: Российский морской регистр судоходства, 2011. 162 с.
3. Wall M., Pugh H.R., Reay A., Krol J. Failure modes, reliability and integrity of floating storage unit (FPSO, FSU) turret and swivel systems. Offshore Technology Report, 2001.
4. William L. Leffler, Richard Pattarozzi, Gordon Sterling. Deepwater petroleum exploration and production: a nontechnical guide. 2nd ed., 2011.

**АНАЛИЗ МЕРОПРИЯТИЙ ПО СОКРАЩЕНИЮ СРОКОВ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН НА
ОБЪЕКТАХ ООО «РН-ЮГАНСКНЕФТЕГАЗ»**

А.С. Тихонов¹

Научный руководитель доцент Ковалев А.В.²

¹АО «ТомскНИПИнефть», г. Томск, Россия

²Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В современных условиях стратегии развития нефтяных и газовых компаний в области строительства скважин предусматривают [1]:

- увеличение коммерческой скорости бурения;
- сокращение количества и снижение продолжительности технологических операций в цикле строительства скважины;
- сокращение непроизводительного времени;
- снижение стоимости строительства скважин;
- рост коэффициента полезного использования буровых установок.

Из представленных направлений стратегии развития компании наиболее перспективным к дальнейшей работе является сокращение количества и снижение продолжительности технологических операций в цикле строительства скважины. Исходя из этого, целью данной работы является анализ возможности применения, рассмотренных в данной работе технологий, позволяющих осуществить сокращение временных и материально-технических затрат на строительство скважин.

Для определения возможности сокращения количества и продолжительности операций при строительстве скважины, необходимо из цикла строительства скважины выделить менее важные и не влияющие на дальнейшую безопасность строительства и эксплуатации скважины операции. Таковыми являются бурение и крепление интервала под направление.

Направление спускается для предотвращения поглощений бурового раствора и размыва устья скважины в процессе бурения интервала под кондуктор [2]. В силу малых нагрузок, действующих на обсадные трубы направления, их расчет на прочность не проводится. Направление является типовым решением при строительстве скважин. Продолжительность бурения интервала под направление в среднем составляет около 4 часов, а его крепление – около 12 часов.

С начала строительства нефтяных и газовых скважин за счет появления современных технологий в области бурения и крепления скважин удалось достичь значительного роста механической и коммерческой скоростей, в том числе снизить продолжительность бурения интервала под кондуктор. Специалистами ООО «РН-Юганскнефтегаз» была поставлена задача – оценить возможность строительства скважин без направления. Сотрудниками АО «ТомскНИПИнефть» выдано заключение о возможности проведения опытно-промышленных испытаний (ОПИ) по строительству скважин без спуска направления. Перед проведением ОПИ был проведен анализ возможных рисков в процессе строительства скважин по упрощенной конструкции и разработан ряд мероприятий, позволяющих их предупредить. В качестве возможных осложнений в процессе бурения интервала под кондуктор можно выделить: размыв устья скважины, выход бурового раствора за пределы устья скважины, поглощения бурового раствора.

С целью получения положительных результатов ОПИ по строительству скважин без спуска направления были разработаны следующие технологические мероприятия:

- первая скважина на кустовой площадке бурится с цементируемым направлением, при отсутствии осложнений дальнейшее строительство скважин допускается по упрощенной конструкции;
- для предотвращения осыпей и обвалов стенок скважины в верхних интервалах используется буровой раствор повышенной вязкости (УВ – 80-100 с);
- должен иметься запас обсадных труб диаметром 324 мм для перекрытия верхних интервалов скважины, в которых возможны поглощения бурового раствора. При получении осложнений в процессе бурения интервала под кондуктор и невозможности его ликвидации, необходимо осуществить расширение интервала под направление, его спуск и подвешивание на стальных тросах.

Для оценки возможности строительства скважин по упрощенной конструкции были проведены ОПИ в два этапа. Требования к скважинам кандидатам на первом этапе – 6 наклонно-направленных скважин, глубина спуска кондуктора до 1200 м по стволу, скважина является по очередности бурения не первой на кустовой площадке. Требования к скважинам кандидатам на втором этапе – не менее 5 наклонно-направленных и 1 горизонтальной скважины, глубина спуска кондуктора до 1500 м по длине ствола, скважина является по очередности бурения не первой на кустовой площадке.

На первом этапе было пробурено 6 наклонно-направленных скважин с глубиной спуска кондуктора 1173 – 1257 м по длине ствола, средняя продолжительность бурения интервала под кондуктор составила 18 часов. В процессе бурения осложнения, связанные с поглощением бурового раствора, размывом устья, выходом бурового раствора за пределы устья скважины, не зафиксированы.

В рамках второго этапа было пробурено 10 наклонно-направленных и 1 горизонтальная скважина, максимальная глубина кондуктора составила 1350 м, средняя продолжительность бурения интервала под кондуктор составила 20 часов. На одной скважине в процессе бурения были зафиксированы поглощения бурового раствора в интервале 950 м, из чего можно сделать вывод, что данное поглощение не связано с отсутствием направления в конструкции скважины. Полученные результаты ОПИ позволяют рекомендовать строительство скважин с исключением направления при соблюдении вышеуказанных технологических мероприятий.

В таблице 1 представлены результаты строительства эксплуатационных скважин без спуска направления за период июль 2018 года – июль 2019 года.

Таблица

Результаты строительства эксплуатационных скважин без спуска направления

| Временной период | Июль 2018 года – Июль 2019 года |
|--|---------------------------------|
| Всего скважин, шт. | 902 |
| Скважины с осложнениями по причине отсутствия направления, шт. | 14 |
| Количество осложнений в % | 1,5 % |

Основываясь на полученных положительных результатах ОПИ было принято решение о тиражировании технологии строительства скважин без спуска направления на эксплуатационных скважинах ООО «РН-Юганскнефтегаз».

Серьёзной задачей стала разработка мероприятий по осуществлению разгрузки кондуктора на стальной хомут при отсутствии кондуктора в конструкции скважин. Рассмотрим ранее существующую технологию разгрузки кондуктора на муфту направления через стальной хомут (рис.1):

– при спуске обсадных труб кондуктора на последнюю трубу устанавливаются два полухомута (обозначены цифрой 3 на рис.1.), которые стягиваются шпильками;

– производится процесс цементирования по стандартной технологии, после чего осуществляется полная разгрузка кондуктора. Вес кондуктора передаётся через стальной хомут на верхнюю муфту направления (обозначения 2 и 3 соответственно).

Данная технология позволяет сразу же приступить к монтажу колонной головки (1), сборке противовибросового оборудования, сборке КНБК для бурения под следующую колонну, что сокращает цикл строительства скважины в среднем до 16 часов по сравнению со стандартной технологией разгрузки кондуктора на роторный стол.

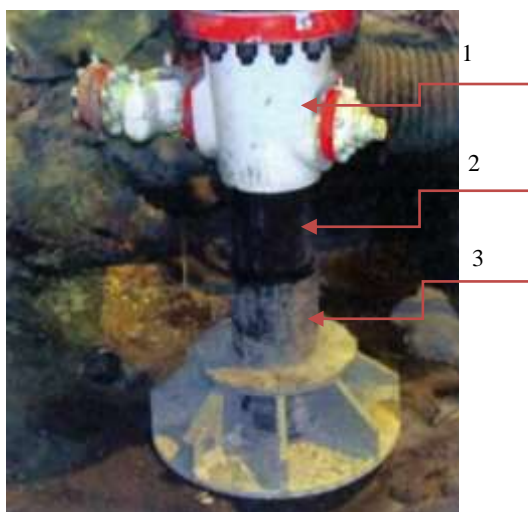


Рис. 1 Конструкция устья скважины при разгрузке кондуктора на муфту направления через стальной хомут: 1 – колонная обвязка, 2 – муфта обсадной трубы кондуктора, 3 – стальной хомут

Специалистами ООО «РН-Юганскнефтегаз» была предложена технология разгрузки кондуктора на двутавровые балки при отсутствии направления в конструкции скважины. Специалистами АО «ТомскНИПИнефть» были проведены расчеты устойчивости двутавровой опоры и разработана технология и порядок действий при разгрузке кондуктора на двутавровые балки через стальной хомут, схема которой представлена на рис. 2.

Порядок работ следующий:

- перед началом строительства скважины осуществляется подготовка приямка для исключения возможности размыва основания проложить дарнит, на который с помощью вспомогательной лебедки укладываются подушки из сваренных между собой труб (рис. 2);
- спускаются двутавровые балки 1 и осуществляется их предварительная фиксация путём наворота гаек на шпильки 4;
- осуществляется бурение интервала под кондуктор, спуск обсадных труб;
- на последнюю трубу крепится хомут (2), двутавровые балки (1) вплотную стягиваются шпильками (4) к обсадной трубе, кондуктор полностью разгружается на двутавровую опору;
- по окончании цементирования приступают к монтажу колонной головки и ПВО.

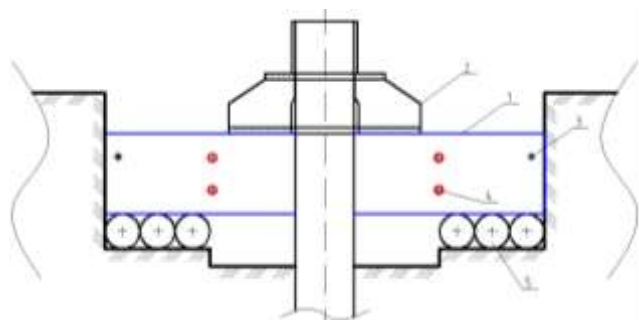


Рис. 2 Схема разгрузки кондуктора на двутавровые балки через стальной хомут: 1 – двутавровая балка, 2 – стальной хомут, 3 – такелажные отверстия, 4 – шпильки-стяжки, 5 – подушки из сваренных между собой труб

На основании проведенных расчетов в ООО «РН-Юганскнефтегаз» были приобретены необходимые материально-технические ресурсы. Для оценки возможности строительства скважин по упрощенной конструкции с разгрузкой кондуктора на двутавровую опору были проведены ОПИ на 3 наклонно-направленных и 4 горизонтальных скважинах с глубиной спуска кондуктора 1026 – 1443 м по стволу. Средняя экономия времени составила до 16 ч. На 6 скважинах разгрузка кондуктора на двутавровую опору проведена без осложнений. На одной скважине зафиксировано проседание “подушек” в грунт кустового основания, разгрузка прекращена, кондуктор зацементирован по стандартной технологии с разгрузкой кондуктора на роторный стол.

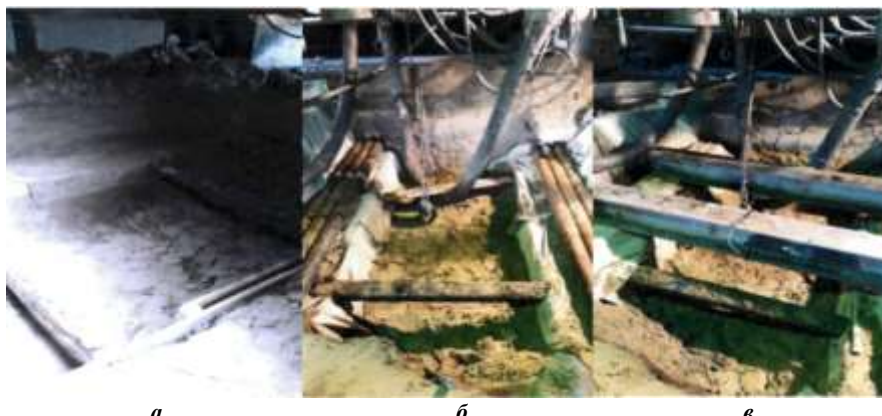


Рис. 3 Последовательность подготовки приемки и укладки двутавровых балок
а – подготовка приемки, б – укладка опорных подушек, в – спуск двутавровых балок

Полученные результаты позволяют рекомендовать данную технологию к применению при строительстве эксплуатационных скважин без спуска направления. При просадке двутавровых балок в грунт дополнительные временные затраты отсутствуют, спуск и крепление кондуктора осуществляется по стандартной технологии.

Заключение

В данной работе проведен анализ технологий «Строительство эксплуатационных скважин без спуска направления» и «Разгрузка кондуктора на двутавры», за счет совокупного применения которых удаётся достигнуть:

- сокращения количества и продолжительности технологических операций в цикле строительства эксплуатационных скважин;
- сокращения стоимости строительства скважины;
- увеличения коммерческой скорости бурения до 500 м/ст.-месяц;
- сокращения времени строительства эксплуатационной скважины до 28 часов.

Литература

1. Новая стратегия «РОСНЕФТЬ – 2022» [Электронный ресурс]. - <https://www.rosneft.ru/docs/report/2017/ru/strategy.html> (Дата обращения 21.02.2020).
2. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: учебное пособие / А.В. Ковалев; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2019. – 225 с.
3. Тихонов А.С., Барышев Д.Н., Пономаренко Р.П., Волторнист В.А. Разработка мероприятий по сокращению сроков строительства скважин на объектах ООО «РН-Юганскнефтегаз»//Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – Москва, 2019. – № 11. – С. 23 – 26.

ОПТИМИЗАЦИЯ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИНЫ ПУТЕМ ПРИМЕНЕНИЯ ПОТАЙНЫХ КОЛОНН

А.С. Тихонов, А.В. Ковалев

Научный руководитель - доцент А.В. Ковалев²

¹АО «ТомскНИПИнефть», г. Томск, Россия

²Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия.

Многие нефтегазовые месторождения России находятся в стадии падающей или завершающей добычи.

Примером таких месторождений служат месторождения Ямало-Ненецкого автономного округа – Береговое, Минховское, Восточно-Уренгойское. С целью поиска новых залежей, продуктивных пластов на истощённых месторождениях возникает необходимость в бурении разведочных скважин. При этом конструкция типовых разведочных скважин, ориентированная на первоначальные горно-геологические условия, нуждается с учётом снижения пластовых давлений в корректировке в части снижения металлоёмкости.

В таблице 1 представлена конструкция разведочной скважины на Восточно-Уренгойском месторождении.

Таблица 1

Конструкция разведочной скважины Восточно-Уренгойского месторождения

| Название колонны | Интервал спуска, м | | Длина секции, м | Масса, т | Диаметр, мм | Группа прочности | Толщина стенки, мм |
|------------------|--------------------|------|-----------------|----------|-------------|------------------|--------------------|
| | от | до | | | | | |
| Направление | 0 | 70 | 70 | 9,7 | 508,0 | Д | 11,1 |
| Кондуктор | 0 | 700 | 700 | 74,3 | 426,0 | Д | 10,0 |
| 1-я Техническая | 0 | 2230 | 2230 | 192,1 | 323,9 | М | 11,0 |
| 2-я Техническая | 0 | 3570 | 3570 | 211,7 | 244,5 | Р | 10,0 |
| Эксплуатационная | 0 | 700 | 700 | 167,5 | 177,8 | Р | 11,5 |
| | 700 | 3810 | 3110 | 134,2 | 177,8 | М | 10,4 |
| Хвостовик | 3735 | 4101 | 366 | 9,8 | 127,0 | Е | 9,2 |

Конструкция разведочной скважины включает 6 обсадных колонн: направление, кондуктор, 1-я техническая колонна, 2-я техническая колонна, эксплуатационная колонна, хвостовик (рис. 1).

Основными геологическими критериями выбора конструкции скважины на данном месторождении является наличие в разрезе продуктивных нефтяных и газовых пластов с аномально высоким давлением, а также наличие многолетнемерзлых пород с глубиной залегания от 0 м до 645 м.

Исходя из этого, глубина спуска направления принята с целью предотвращения размыва устья скважины, а также с учетом опыта строительства скважин в данном регионе и составляет 70 м. Спуск кондуктора осуществляется до глубины 700 м с целью перекрытия интервала вечной мерзлоты. Глубина спуска первой технической колонны выбрана исходя из условия предотвращения гидроразрыва пород у башмака колонны при вскрытии газовых пластов Сортымской свиты (БУ₁₆¹⁻⁴, БУ₁₇¹⁻², БУ₁₇²) в соответствии с правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности [3] и составляет 2230 м. Глубина спуска первой технической колонны выбрана исходя из условия предотвращения гидроразрыва пород у башмака колонны при вскрытии газовых пластов Ачимовской толщи (Ач₅²⁻³, Ач₆⁰⁻², Ач₆¹) в соответствии с правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности и составляет 3570 м.

Спуск эксплуатационной колонны осуществляется исходя из условия предотвращения гидроразрыва пород у башмака колонны при вскрытии нефтяных пластов Тюменской свиты (Ю_{г1}, Ю_{г2}, Ю_{г3}, Ю_{г4}) в соответствии с правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности и составляет 3810 м. Проектная глубина спуска хвостовика соответствует проектной глубине скважины и составляет 4101 м в соответствии с геологическим заданием на строительство скважины. Для расчета минимальных глубин спуска обсадных колонн использовались исходные данные в соответствии с графиком совмещенных давлений (рис.2).

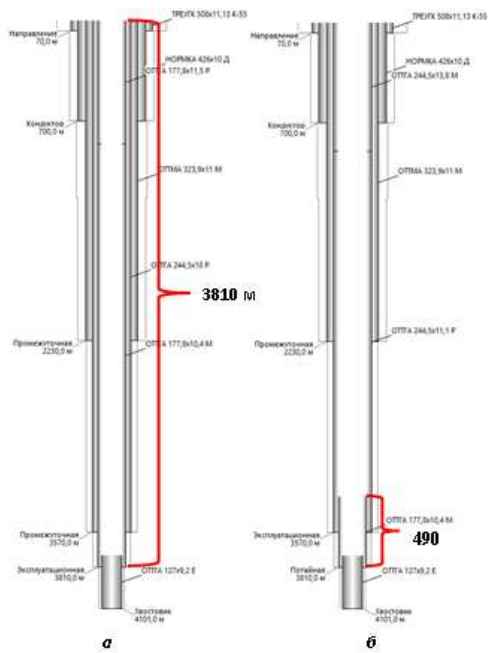


Рис. 1 Конструкция разведочной скважины а – используемая конструкция, б – предлагаемая конструкция

Перегруженность конструкции скважины, вызванная сложными горно-геологическими условиями, приводит к высокой металлоёмкости скважины – 162,2 кг/м и как следствие суммарная масса всех обсадных колонн составляет 665,1 т.

Исходя из выше сказанного, можно выделить проблему строительства скважин в сложных горно-геологических условиях – высокая металлоёмкость такой конструкции скважины. Решение аналогичной проблемы рассмотрено в статье [1]. В данной работе рассматривается конструкция параметрической скважины № 1 Предречицкой площади, для снижения металлоёмкости которой применяют вместо следующую конструкцию – кондуктор 508,0 мм, 1-я техническая колонна 406,4 мм, 1-й хвостовик 323,9 мм, 2-я техническая колонна 244,5 мм, 2-й хвостовик 168,3 мм. Это позволяет значительно снизить металлоёмкость конструкции скважины за счет применения потайных колонн диаметром 323,9 мм и 168,3 мм.

В рамках реализации проекта Сахалин-1 также сталкиваются с проблемой высокой металлоёмкости скважины [2]. Если применение “нагруженной” конструкции при строительстве параметрической скважины Предречицкой площади обусловлено сложными горно-геологическими условиями, то применение технических колонн при строительстве скважин проекта Сахалин-1 обусловлено высокой протяженностью скважины по стволу. Типовая конструкция скважины данного проекта включает в себя направление 710 мм, кондуктор 508 мм, техническую колонну 339,7 мм, эксплуатационная колонна (потайная) 244,5 мм и хвостовик 168,3 мм.

Оценивая пути снижения металлоёмкости конструкции скважин на Восточно-Уренгойском месторождении, можно выделить эксплуатационную колонну диаметром 177,8 мм. При глубине спуска в 3810 м, эффективное перекрытие открытого ствола составляет 240 м, что приводит к двойному перекрытию интервала второй технической колонны протяженностью

3570 м. Основываясь на положительном опыте спуска и эксплуатации хвостовиков диаметром 127,0 мм в данном регионе, а также наличии на сегодняшний день технических и технологических возможностей для поочередного спуска потайных колонн диаметрами 177,8 и 127,0 мм, целесообразно рассмотреть возможность замены сплошной обсадной колонны диаметром 177,8 мм на потайную

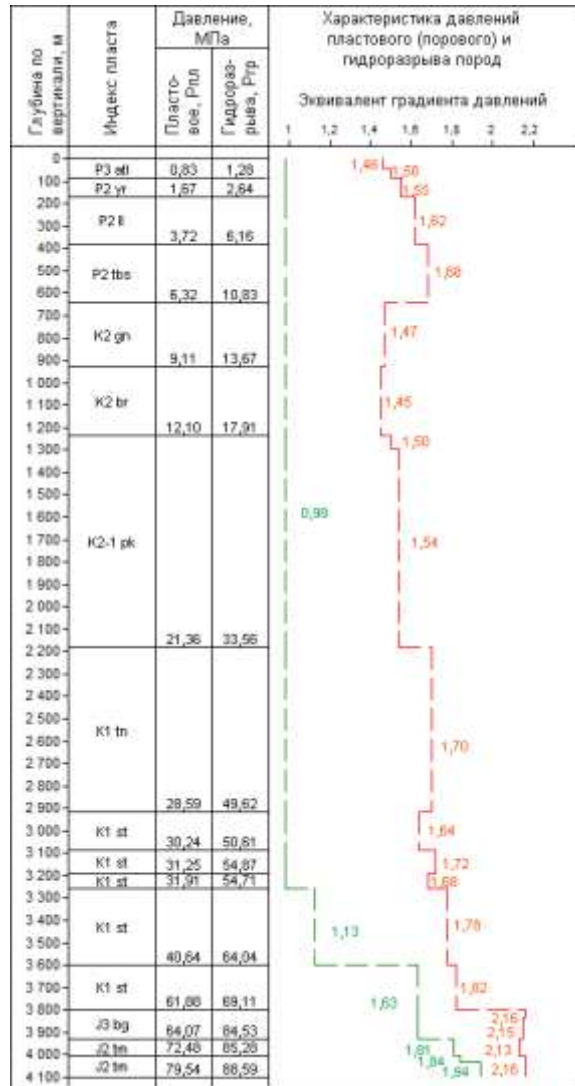


Рис. 2 График совмещенных давлений разведочной скважины Восточно-Уренгойского месторождения

с перекрытием предыдущей обсадной колонны в соответствии с правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности – 250 м. Важно отметить, что замена сплошной обсадной колонны 177,8 на потайную не противоречит правилам безопасности а также действующей нормативно-технической документации по строительству скважин. При таком решении длина обсадной колонны диаметром 177,8 мм уменьшится с 3810 м до 490 м.

Осуществление замены сплошной обсадной колонны диаметром 177,8 на потайную, возможно при соблюдении следующих условия:

- Проведение расчета обсадной колонны 244,5 мм на внутренние избыточные давления при нефтегазодопроявлении пластов Тюменской и Ачимовской свит и проведении опрессовки обсадной колонны.
- Проведения расчета обсадной колонны 244,5 мм на снижение уровня при эксплуатации.
- Проведение расчета обсадной колонны 244,5 мм на обратное промерзание в зоне ММП.
- Изменение устьевой обвязки типоразмера ОКК3 на ОКК2.
- Дополнительное применение подвески потайной колонны ПХЦ 178/245 и заколонного пакера исключающего миграцию газа.

Таким образом, замена сплошной обсадной колонны 177,8 мм на потайную возможна, при подборе обсадных труб диаметром 244,5 мм с прочностными характеристиками, соответствующими вышеперечисленным условиям, а также применении дополнительного оборудования.

Исходя из данных геологических условий, ожидаемое максимальное устьевое давление – 65,3 МПа. Данному давлению соответствуют обсадные трубы 244,5x13,8 группы прочности М, для которых допустимые внутренние давления равны 74,9 МПа, благодаря чему обеспечивается нормативный коэффициент запаса прочности – 1,15.

Таблица 2

Сравнение применяемой и оптимизированной конструкции разведочной скважины

| Критерий | Применяемая конструкция | Оптимизированная конструкция |
|---|---|---|
| Обсадные колонны | 244,5x10,0 “Р” – 3570 м (211,7 т) 177,8x11,5 “Р” – 700 м (33,3 т) 177,8x10,4 “М” – 3110 м (134,2 т) | 244,5x13,8 “М” – 700 м (55,8 т) 244,5x11,1 “Р” – 2870 м (186,1 т) 177,8x10,4 “М” – 490 м (21,1 т) |
| Суммарная масса обсадных колонн | 665,1 т | 549,0 т |
| Металлоёмкость | 162,2 кг/м | 133,9 кг/м |
| Устьевое оборудование | ОКК3 70-178x245x324x426 | ОКК2 70-245x324x426 |
| Оборудование для крепления обсадной колонны | – | ПХЦ 178/245 ПГП 178 |
| Масса цемента для крепления обсадной колонны 177,8 мм | 15,7 | 10,7 |
| Перфорация пласта БУ ₁₆ ¹⁻⁴ | Через 2 обсадные колонны 177,8x10,4+244,5x10,0 | Через 1 обсадную колонну 177,8x11,1 |

Сравнение двух конструкций скважин представлено в таблице 2. Несмотря на незначительное увеличение прочностных характеристик обсадной трубы 244,5 мм (в том числе и толщины стенки), происходит значительное снижение суммарной массы обсадных колонн на 116,1 т и как следствие, снижается металлоёмкость конструкции скважины на 28,3 кг/м. Также важно отметить снижение затрат на тампонажный цемент для крепления обсадной колонны 177,8 мм на 5 т. Кроме того, при проведении испытания пласта БУ16/1-4 вследствие оптимизации конструкции перфорация целевого интервала будет осуществляться через 1 обсадную колонну.

Основными критериями применимости данной конструкции являются безопасность строительства и эксплуатации скважины, а также снижение стоимости её строительства. Если безопасность строительства и эксплуатации можно оценить только по результатам опытно-промышленных испытаний (ОПИ), то оценить экономический эффект можно на этапе проектных работ. Таким образом, экономический эффект, рассчитанный с учетом увеличения прочностных характеристик обсадной колонны 244,5 мм, затрат на дополнительное оборудование устья скважины, а также снижения металлоёмкости конструкции скважины составляет около 23 млн. рублей на одну скважину.

Заключение. В данной работе проведен анализ возможности и экономической целесообразности замены сплошной обсадной колонны 177,8 мм на потайную, за счет чего достигается:

- сокращение суммарной массы обсадных колонн на 116,1 т;
- уменьшение металлоёмкости конструкции скважины на 28,3 кг/м;
- снижение стоимости строительства разведочной скважины на 23 млн. рублей.

Литература

1. Воробьев Д.В., Гузов Д.С., Кравченко С.А., Порошин Д.В., Щелков А.М., Бессель В.В., Пузырев А.Н., Дудка А.В. Крепление глубокой параметрической скважины № 1 Предречицкой площади в осложненных горно-геологических условиях // Бурение и нефть. – Москва, 2016. – № 8. – С. 26 – 29.
2. О проекте “Сахалин-1” [Электронный ресурс]. - <https://www.sakhalin-1.com/ru-RU> (Дата обращения 21.02.2020).
3. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности", утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 № 101 (с изменениями № 1 от 12.01.2015 г).

ПРИМЕНЕНИЕ ПОЛИМЕРНЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

М.П. Ульянов, О.В. Островский

Научный руководитель - инженер-исследователь Д.В. Коношонкин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Стремительному развитию технологий бурения скважин в XX веке в значительной степени способствовал скачок в качестве применяемых промывочных жидкостей, буровых растворов. На сегодняшний день буровые растворы должны выполнять целый ряд функций, а именно: способствовать разрушению горных пород, обеспечивать высококачественное вскрытие продуктивных пластов, предупреждать возникновение осложнений в стволе скважины и при всё этом не оказывать негативного влияния на фильтрационно-емкостные свойства коллектора.

Буровые растворы в том или ином виде применяются с древнейших времен. Более двух тысяч лет назад в древнем Китае для удаления выбуренной породы уже применялось смачивание забоя скважины водой [2]. Однако термин «буровой раствор» появился значительно позже, вместо него долгое время употреблялись выражения «буровая грязь», «буровая жидкость» позднее «глинистый раствор», «промывочный раствор».

В 1846 году французский инженер Фовелль открыл способ непрерывного удаления шлама из скважины циркулирующим потоком воды. Основная идея состояла в том, чтобы закачивать воду в скважины насосами по полым трубам с дневной поверхности, а вода, в свою очередь, выйдя из трубного пространства и начав подниматься на поверхность, выносила с собой выбуренный шлам. На сегодняшний день технология промывки скважин не претерпела значительных изменений.

В 1887 году М. Чепмен и А. Крузе получили первые патенты на буровые растворы [5]. К настоящему моменту спектр применяемых промывочных жидкостей не ограничивается растворами на водной основе, это и газообразные растворы, растворы на углеводородной основе, и даже пены. На рис. представлена классификация буровых растворов, в которой учитывается природа и состав как дисперсной фазы, так и дисперсионной среды, а также характер их действия [1].

С 70-х годов XX века при бурении скважин всё чаще и чаще стали применяться полимерные растворы, однако возможно это стало лишь благодаря развитию химической промышленности в общем и непосредственно прогрессу в разработке высокомолекулярных соединений. Полимерный буровой раствор представляет собой раствор полимеров линейного строения в водной дисперсионной среде, как правило применяемый при бурении абразивных пород высокой твердости. Основные преимущества полимерных промывочных жидкостей, выделяющие их среди прочих – это гидрофильность и псевдопластичность – способность изменять вязкость в зависимости от скорости сдвига.

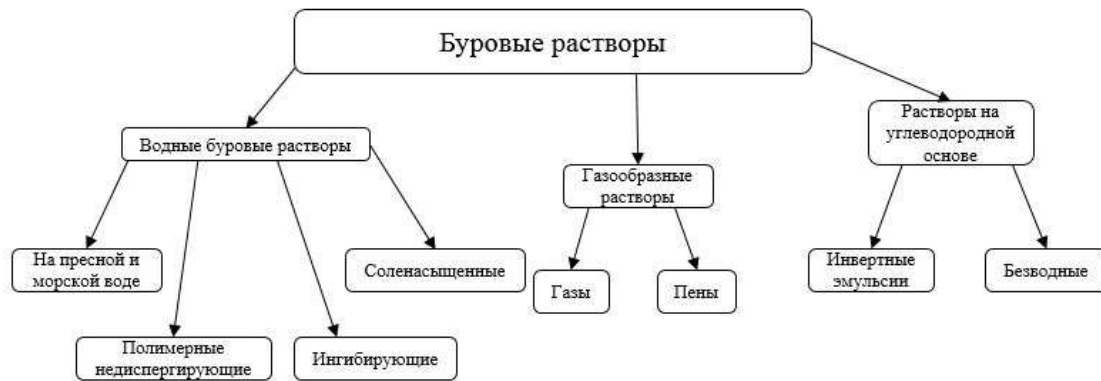


Рис. Классификация буровых растворов

Во второй половине 50-х годов минувшего века впервые был применен буровой раствор, дисперсной фазой которого являлись молекулы полимера. Помимо воды в его состав входили:

- бентонитовый порошок;
- сополимер винилацетата и малеиновой кислоты;
- кальцинированная сода [3].

Изначально состав полимерных буровых растворов обуславливался лишь необходимостью поддержания стабильности их функциональных свойств, впоследствии все большее внимание стали уделять способности сохранять фильтрационно-емкостные свойства породы. На заре применения полимерсодержащих промывочных жидкостей во главу угла все еще ставилось повышение механической скорости бурения. Однако традиционные запасы нефти постепенно истощаются и вместе с тем, стремительными темпами растет доля разрабатываемых трудноизвлекаемых запасов нефти. Такая динамика приводит к изменению геологических условий залегания продуктивных пластов, возрастает глубина скважин, как следствие ужесточаются термобарические условия бурения и возникает ряд сопутствующих осложняющих факторов. Все эти факторы влияют и на требования, предъявляемые к буровым растворам. На сегодняшний день особое внимание при выборе раствора уделяется не столько повышению скорости проходки, сколько его устойчивости, экологичности и способности сохранять коллекторские свойства [4].

К настоящему моменту наиболее совершенными с технологической точки зрения являются безглинистые полимерные системы, состоящие из молекул биополимеров и модифицированных природных полимеров в водной дисперсионной среде. Представителями биополимеров являются белки, нуклеиновые кислоты, крахмал, целлюлоза; и другие высокомолекулярные соединения, встречающиеся в живых организмах. Однако подвергнув целлюлозу химической модификации можно получить полусинтетические смолы, общей формулы $[C_6H_7O_2(OH)_3]_{2n}$, где n – количество мономеров в макромолекуле, данные соединения уже будут относиться к модифицированным природным полимерам. Такие растворы лучше других отвечают требованиям промывки скважин, как с вертикальными, так и с горизонтально-наклонными стволами, поэтому их применение в буровой практике становится все более частым явлением. Данным системам свойственно изменение в широком диапазоне реологических свойств, что обеспечивает эффективную работу породоразрушающего инструмента за счет резкого снижения вязкости при высоких скоростях сдвига и мгновенной фильтрации и в то же время – достаточно высокую выносящую способность бурового раствора, благодаря тиксотропным свойствам макромолекул, при низких скоростях сдвига. Частицы фазы в безглинистых полимерных системах при турбулентном режиме диспергируются (вязкость системы снижается), что ведет к уменьшению гидравлического сопротивления в трубном пространстве, попутно снижая гидродинамическое давление и негативное воздействие на пласт. Вязкоупругие свойства полимерных систем позволяют снизить вероятность непреднамеренного ГРП, за счет повышения фильтрационного сопротивления среды [4].

Выбор полимерного реагента, способного в процессе строительства скважины обеспечить формирование защитного слоя в затрубном пространстве, который бы препятствовал фильтрации раствора в породу – это первостепенная задача для технологов при подборе рецептур промывочной жидкости. Немаловажным является и тот факт, что для восстановления фильтрационно-емкостных свойств коллектора по окончании буровых работ защитный слой должен разрушаться.

Уже несколько десятилетий вектор развития данной отрасли направлен на создание новых, более совершенных биополимерных компонентов. Так добавление бактерицидов в состав растворов позволило справиться со склонностью биополимеров к ферментативному разложению [4].

Отрасль не стоит на месте, непрерывно ведутся работы по совершенствованию компонентного состава буровых растворов. Более того, теперь цель технологов – не только добиться большей скорости бурения, но и не загубить продуктивные пласты. Несмотря на удорожание производства буровых растворов ввиду всё более и более сложного их компонентного состава, при использовании безглинистых полимерных систем достигаются высокие технико-экономические показатели бурения даже твердых абразивных пород. А затраты на приготовление раствора окупаются за счет повышения скорости бурения и снижения расхода долот. Столь большой значимости для нефтедобывающей промышленности полимерные системы достигли потому что сочетают на должном уровне реологические, смазывающие, флокулирующие, ингибирующие и другие свойства, а также позволяют регулировать их при необходимости.

Литература

1. Булатов, А.И. Буровые промывочные и тампонажные растворы: учебное пособие для вузов / А.И. Булатов, П.П. Макаренко, Ю.М. Проселков. Москва: Недра, 1999. – 424 с.
2. Виргинский, В.С. Очерки истории науки и техники с древнейших времен до середины XV века. Книга для учителя / В.С. Виргинский, В.Ф. Хотеевкова. – Москва: Просвещение, 1993. – 288 с.
3. Грей, Дж. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) / Дж. Грей, Г. Дарли. – Москва: Недра, 1985. – 509 с.
4. Овчинников, В.П. Полимерные буровые растворы. Эволюция «из грязи в князи» / В.П. Овчинников, Н.А. Аксенова, Л.А. Каменский, В.А. Федоровская // Бурение и нефть. – 2014. – № 12. – С. 24 – 29.
5. Успех строительства нефтяных и газовых скважин. [Электронный ресурс]. – URL: <http://pandia.ru>

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭЛЕКТРОБУРА ПРИ БУРЕНИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Ф.С. Федотченко

Научный руководитель - Д.В. Коношонкин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Снижение объемов добычи углеводородов, связанное с высокой выработанностью крупных месторождений, вызывает необходимость поиска новых нетрадиционных путей ее решения. В настоящее время наблюдается тенденция увеличения средних глубин бурения. Постепенно осваиваются новые технологии, рассчитанные на строительство скважин с большим удалением забоя от поверхности, отдельные элементы этих технологий могут использоваться для решения проблем сверхглубокого бурения. Среди применяемых способов бурения особый интерес представляет электробурение, обладающее высоким потенциалом при строительстве скважин [1].

Под конец XIX века были выданы первые патенты на электробуры [4]. В 1940 году была пробурена первая скважина электробуром, изобретенным А.А. Островским и Н.В. Александровым [2]. В 1965 году начался этап промышленного производства электробуров на Харьковском заводе, а в 1972 году производство было перемещено на Харьковский завод “Потенциал”. Наибольшую популярность электробур получил при бурении скважин в

Украине, а также в Башкортостане, в котором было пробурено до 2500 скважин, а общая длина бурения составила 12,5 млн м [3].

Преимущества

Главной положительной особенностью электробурения является наличие токопровода. С помощью данного канала связи можно в режиме on-line передавать информацию от забоя скважины до устья. Данная технология позволяет с наибольшей точностью проводить проводку скважины, в особенности горизонтальных и разветвленно-горизонтальных скважин [3]. Дополнительные преимущества:

- При бурении электробуром увеличивается гидравлическая мощность буровых насосов, что приводит к улучшению качества промывки скважины и проходки на долото;
- Есть возможность бурить на наиболее протяженные расстояния, так как давления на насосах при использовании электробурения составляет 60-90 кг/см²;
- По параметрам силы тока и активной мощности, можно следить за изменением сопротивления мощности на долоте, в результате чего происходит контроль за степенью истирания долота, а также появляется возможность для автоматизирования процесса бурения;
- Преимущество электробурения над гидравлическим забойным двигателем в том, что промывочная жидкость не влияет на мощность электробурения;
- В результате аэрации раствора уменьшается мощность винтового забойного двигателя и его применения становится не рентабельным. Поэтому лучше всего при бурении на депрессию использовать электробурение;
- Возможность поддержания постоянно высокой мощности за счет компенсации ее потерь в линиях передачи путем повышения напряжения питания.

Недостатки

Основным недостатком является сложная конструкция электробурения по сравнению с гидравлическим забойным двигателем, но в тот же момент скорость ремонта электробурения в два раза выше чем у гидравлического двигателя [3];

- Конструкция состоит из большого числа электрических соединений;
- Наличие токопровода увеличивает время сборки буровых труб;
- Расположение кабеля в центре буровой колонны усложняет процесс спуска торпеды для устранения прихвата буровой колонны.

При реализации технологии глубокого и сверхглубокого бурения все большую роль начинают играть факторы, связанные с ростом абсолютных давлений в стволе скважины, например, осложнения. Это, с одной стороны, ведет к истощению возможностей наземной насосной системы, а, с другой, приводит к уходу промывочной жидкости в пласт или другим осложнениям при бурении. Применяя возможности электропривода, используются автономные перекачивающие устройства, которые в процессе проводки скважины могут откачивать буровой раствор из скважины или нагнетать его в нее. Автономные устройства перекачивают жидкость по затрубному пространству, увеличивая или уменьшая скорость восходящего потока.

При использовании предлагаемого способа процесс изменения и поддержания необходимого перепада давления в затрубном пространстве и на забое осуществляется быстро и без изменения удельного веса бурового раствора. Путем резкого кратковременного снижения перепада давления в затрубном пространстве можно осуществлять отбор флюидов из продуктивных пластов в процессе бурения [1].

При бурении скважин с применением электропривода проблема восстановления круговой циркуляции через поглощающие интервалы решается без сложностей с помощью электрооткачивающего устройства, устанавливаемого в затрубном пространстве ниже статического уровня.

Не менее важным является контроль давления при проведении изоляционных работ по ликвидации частичных поглощений в пределах 20-40 м³/ч. Применение электрокабельной системы дает возможность в таких условиях устанавливать контрольные приборы для наблюдения за давлением в трубах и затрубном пространстве, что позволяет сделать процесс изоляционных работ управляемым.

Длительность сроков эксплуатации скважин во многом зависит от качества крепления обсадных колонн. Наиболее отрицательно на эксплуатацию скважин влияют водоносные пласты, расположенные в продуктивной толще вблизи нефтяных.

В данных условиях наиболее целесообразно использование технологии закупоривания проницаемых водоносных пластов с применением специальных устройств – кольматоров или с помощью воздействия на стенки скважины высокочастотного поля. Наличие токопровода в электробурении позволяет применять кольматоры с электроприводом, которые могут устанавливаться на участке буровой колонны над электробурением (рисунок 1). Поэтому при углублении скважины они, сразу же удаляя глинистую корку, позволяют дисперсной фазе раствора проникать в пристенное пространство, создавая в нем изоляционный слой [1].

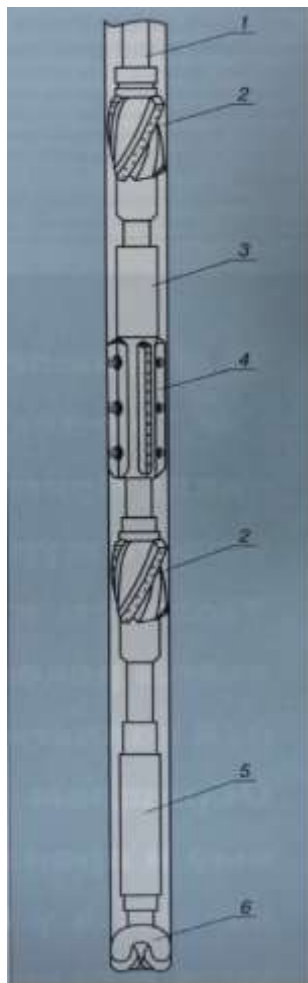


Рис.1. Схема компоновки низа буровой колонны с электробуром и кольматором с электрическим приводом: 1 - буровые трубы; 2- калибратор; 3 – электропривод кольматора; 4 – кольматор – вращающийся корпус с электроприводом; 5 – электробур; 6 – долото.

Наличие электрокабеля позволяет более эффективно осуществлять разбуривание и эксплуатацию месторождений с низкопроницаемыми продуктивными пластами. Если при освоении на пласт создавать депрессию с одновременным приложением высокочастотного поля, то раскупоривание изоляционного слоя в пристенной части ствола происходит быстрее. Ускоряется приток жидкости из глубины пласта. Поэтому процесс освоения происходит намного быстрее, чем при обычной технологии.

Выводы:

1. дальнейшее развитие прогресса в технической энергетике буровых работ должно быть связано с более широким использованием электроэнергии в скважинах;
2. одним из перспективных путей решения проблем освоения сверхглубоких залежей является повышение гидравлической мощности при бурении сверхглубоких скважин в результате применения наряду с наземным насосным оборудованием гидравлических насосов с электроприводом, специально устанавливаемых на разных глубинах в затрубном пространстве и на забое скважины;
3. при бурении скважин откачивающие машины – насосы могут быть использованы при вскрытии катастрофических зон поглощения для восстановления круговой циркуляции бурового раствора при минимальных потерях ее в проницаемых пластах;
4. использование токоподвода при электробурении дает возможность широкого применения специальных устройств для выполнения работ по изоляции водоносных пластов и освоению скважин.

Литература

1. Байбаков Н.К., Абызбаев Б.И. Проблемы электробурения и возможные пути их решения // Нефтяное хозяйство. – 1996. - №5. – С. 26-32.
2. К разработке инновационной технологии бурения скважин электробурами / А.А. Кожевников [и др.]. URL : <http://dropdoc.ru/doc/428411/k-razrabotke-innovacionnoj-tehnologii-bureniya-skvazhin> (24.03.2018).
3. Костышин В.С., Семенцова А.А. Характеристики современных электробуров и их информационные модели. URL : <https://www.sworld.com.ua/simpoz3/9.pdf>
4. Фоменко Н.Ф. Бурение скважин электробуром. – М.: Недра, 1974. – 272 с.

**РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ПОДГОТОВКЕ СТВОЛА СКВАЖИНЫ К
ЦЕМЕНТИРОВАНИЮ И ПОВЫШЕНИЮ КАЧЕСТВА КРЕПЛЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ
ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА ДЛЯ ПЯКЯХИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Д.В. Шаляпин, А.Д. Бакирова

Научный руководитель - профессор В.Г. Кузнецов
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Современное состояние нефтегазовой отрасли России и мира характеризуется тем, что многие крупные месторождения углеводородов находятся на завершающей стадии разработки, а новые месторождения располагаются в труднодоступных регионах (Арктика, Заполярье), что делает добычу полезных ископаемых на данных территориях зачастую нерентабельной. Это повышает требования к качеству крепления скважин как на старых, так и на новых месторождениях, поскольку от состояния цементного кольца и обсадной колонны в основном зависит продолжительность эксплуатации скважин.

Пякяхинское нефтегазоконденсатное месторождение было открыто в 1989 году скважиной № 2001 «Главтюменьгеологии». В 2009 году ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» приступило к обустройству нового перспективного месторождения на Ямале. Всего на Пякяхинском месторождении планируется пробурить 420 скважины, из них — 219 нефтяных, 105 нагнетательных, 96 газовых. Но уже на данный момент четко прослеживается ситуация с низким качеством крепи скважин, несмотря на целый комплекс мер по ее улучшению, что обуславливает актуальность поиска новых подходов по повышению качества цементирования.

На первом этапе были рассмотрены современные подходы по решению подобных проблем в отечественных компаниях [1, 2].

Выбирается модель искусственной нейронной сети, которая применяется для обработки большого объема данных и прогнозирования результатов при изменении входных параметров.

Вторым этапом следует выбор программного обеспечения (ПО) для работы с нейронными сетями с целью точного определения наиболее значимых факторов. ПО посредством обратной связи позволяет вносить изменения в исходные данные.

Объектами исследования выбраны скважины, пробуренные на пласты БУ₁₅ Пякяхинского месторождения. По данному месторождению была сформирована база данных по следующим параметрам: инклинометрия (интенсивность изменения пространственного угла, глубина по стволу, интервал проведения исследований, зенитный угол в начале и в конце интервала); интервал подъема тампонажного раствора за эксплуатационной колонной; даты цементирования и проведения акустической цементометрии; характеристика контакта цементного камня с колонной и с горной породой; характеристика заполнения затрубного пространства (однородное, неоднородное); степень эксцентриситета колонны; плотность и глубина расположения разных видов цементного раствора; параметры бурового раствора (плотность, условная вязкость, показатель фильтрации, толщина фильтрационной корки, pH, статическое напряжение сдвига, динамическое напряжение сдвига, пластическая вязкость, содержание песка и твердой фазы).

На третьем этапе на основе созданной нейронной сети производится анализ и исследование свойств различных химических добавок для повышения адгезии цементного камня с колонной и горной породой, проводится анализ влияния параметров бурового раствора на качество крепления скважины.

Четвертый этап – создание новой буферной жидкости для повышения адгезии цементного кольца взамен существующей с плотностью 1400 кг/м³.

Практическая значимость заключается в комплексном подходе к анализу промысловых данных, что позволит оперативно изменять параметры, влияющие на крепь скважины для повышения качества их заканчивания.

Искусственная нейронная сеть является математическим подобием человеческого мозга в части принципа обработки информации. Человеческий нейрон помимо сбора, обработки и передачи информации к другим нейронам, выполняет еще ряд сложнейших функций по поддержанию жизнедеятельности человека. Большинство моделей нейронных сетей состоят лишь из одного или нескольких нейронов, но даже такое количество позволяет решать сложные задачи [3, 4].

Принципиальная схема работы нейрона заключается в том, что в каждом нейроне одного уровня заложена одинаковая функция для обработки информации, но сигнал на стыке двух нейронов приобретает весовой коэффициент, который усиливает или ослабляет сигнал, за счет этого нейросети обладают стойкостью к «шумам» (к той информации, которая для решения задачи не важна) [5, 6].

Каждый искусственный нейрон имеет входные сигналы, которые приобретают «веса» и затем они, усиленные или ослабленные, суммируются (т.о. получается степень возбуждения нейрона), что позволяет применить функцию активации для вывода конкретного решения из нейрона [7, 8].

К функциям активации относят:

- 1) Функция единичного скачка;
- 2) Сигмоидальная функция;
- 3) Гиперболический тангенс.

В работе будет использоваться сигмоидальная функция, как самая распространенная функция для решения задач, направленных на прогнозирование [9-11]:

$$out(net) = \frac{1}{1+e^{(-a \cdot net)}},$$

где net – значение, полученное после суммирования входных коэффициентов; e – коэффициент, равный 2,7; a – безразмерный коэффициент, отвечающий за форму сигмоиды.

Использование данной функции обусловлено тем, что ответ на выходе получается неявным, приближая, таким образом, ответ к реальной ситуации принятия решения человеком [12, 13].

На основе теоретических данных и обзора существующих ПО авторами принято решение о необходимости использования открытой облачной платформы Microsoft Azure Machine Learning для анализа уже имеющейся информации, а также обучения системы для дальнейшего прогнозирования. Помимо этого, сервис Microsoft Azure интегрирован с множеством других программных продуктов в одну систему, что позволяет распространить опыт применения нейронных сетей для улучшения крепления на другие области (процессы, месторождения), связанные с бурением скважин.

Перед началом использования математического аппарата нейронных сетей был вручную проведен анализ входных параметров, влияющих на крепь скважин на Пякяхинском месторождении. Предварительный анализ подтвердил необходимость более качественной подготовки ствола скважины перед закачкой тампонажного раствора, что в перспективе будет достигнуто использованием специальной буферной жидкости.

К основным требованиям к буферной жидкости относятся:

Надежное разделение тампонажного и бурового растворов для исключения их взаимной коагуляции и образования труднопрокачиваемых смесей;

Вымыв остатков бурового раствора со стенок кольцевого канала скважины из застойных зон и каверн;

Образование с находящимися в контакте жидкостями минимальных зон смешения, что сокращает потери буровых и тампонажных растворов и позволяет применять меньшие объемы буферных жидкостей, более эффективно их использовать с точки зрения воздействия (очистки, упрочнения) на ствол скважины.

В дальнейшем будет проведена обработка сформированной базы данных с использованием нейронной сети, созданной на платформе Microsoft Azure Machine Learning.

Анализ современной теории применения нейронных сетей для прогнозирования определенной ситуации позволил установить, что сигмоидальная функция является самой подходящей при наличии сложного выбора. Применительно к задаче повышения качества крепления скважины нейросеть первоначально будет «обучаться» на уже законченных скважинах до получения ответов, близких к реальным итогам крепления скважин.

Промежуточным этапом стала работы по созданию нового состава буферной жидкости для более качественной подготовки ствола скважин перед процессом ее цементирования.

Завершающим этапом работы является получение обратной связи сети для изменения входных параметров (техничко-технологические режимы крепления скважины) для комплексной оптимизации процесса заканчивания нефтегазовых скважин.

Литература

1. Галиев Р.Ф., Рафиков И.Р., Самсыкин А.В. Интегрированное решение по повышению качества крепления скважин в интервалах терригенных отложений // Нефтяное хозяйство. – 2019. - № 9. – С. 29-33.
2. Кожевников Е.В., Николаев Н.И., Ожгибесов О.А., Дворецкас Р.В. Исследование влияния седиментации тампонажного раствора на свойства получаемого цементного камня // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 6. – С. 23
3. Кожевников Е.В. Исследование свойств тампонажных растворов для крепления скважин и боковых стволов с наклонными и горизонтальными участками // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 17. – С. 24–31.
4. Лю Х., Николаев Н.И., Кожевников Е.В. Исследование свойств полимерной буферной жидкости для повышения качества крепи скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 6. – С. 38–41.
5. Лю Хаоя. Исследование глинистой корки на качество крепления скважин // Экологические проблемы нефтедобычи – 2015: материалы V Международной конференции с элементами научной школы для молодежи. – Уфа, -2015. – с. 30-31.
6. Лю Хаоя. Исследование влияния глинистой корки на качество сцепления цементного камня с породой / Лю Хаоя, Табатабаи Моради Сейед Шахаб, Н.И. Николаев // Инженер нефтяник. – 2015. – №2 – с. 22-25.
7. Мелехин А.А., Чернышов С.Е., Турбаков М.С. Расширяющиеся тампонажные составы для ликвидации поглощений при креплении обсадных колонн добывающих скважин // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 3. – С. 50–52.
8. Николаев Н.И., Кожевников Е.В. Повышение качества крепления скважин с горизонтальными участками // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – № 11. – С. 29-37.
9. Николаев Н.И., Кожевников Е.В., Силюян А.С., Агишев Р.Р. Разработка седиментационно-устойчивых тампонажных составов для крепления скважин с наклонными и горизонтальными участками // Инженер-нефтяник. – 2015. – № 2. – С. 15–17.
10. Толкачев Г.М., Шилов А.М., Козлов А.С. Технологические жидкости для бурения, крепления, ремонта и ликвидации скважин // Сб. докладов международной научно-практической конференции «Проблемы научно-технического прогресса в бурении». – Томск, -2004. – с. 94.
11. Чернышов С.Е. Совершенствование технологии строительства дополнительных стволов из ранее пробуренных скважин // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 6. – С. 22–24.
12. Чернышов С.Е., Турбаков М.С., Крысин Н.И. Основные направления повышения эффективности строительства боковых стволов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 8. – С. 98–100.
13. Чи Фензен, Шен Жыцен, Лю Ин. Тенденции исследования и технические проблемы в тампонажной области // Технология бурения и добычи. – 2004. – 27 (4). – С. 7–10.
- 14.

АСПЕКТЫ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН В СЛОЖНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

О.Н. Шемелина

Научный руководитель - профессор В.П. Овчинников
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

В настоящее время большое внимание уделяется строительству скважин в сложных горно-геологических условиях.

Процесс нефтеотдачи пластов определяется фильтрационной характеристикой пластового коллектора и зависит от степени вскрытия пласта.

Увеличение площади контакта достигается путем создания в пласте несколько боковых столов, другими словами многозабойных скважин с горизонтальным окончанием. [1]

В этом случае вопрос стоит о длине боковых отводов, расположения и профиле, а это определяется геологическими условиями залегания пласта и для каждого региона они должны быть подвержены результатам «пилотного» проекта.

В рамках данного решения по результатам теоретических и экспериментальных исследований предлагается:

В отличие от имеющегося опыта строительства МЗС, осуществляемых согласно I-II уровня сложности по классификации ТАМЛ основной горизонтальный участок ствола скважины и отходящие от него боковые ответвления располагать в пределах продуктивного пласта в последовательности «сверху вниз» от начала горизонтального участка основного ствола к его окончанию [2].

При этом каждое последующее ответвление резруется таким образом, что интервал выше точки «зарезки» имел бы азимут, близкий к азимуту основного ствола. Это позволяет сохранить один азимут бурения скважины в целом и обеспечить попадания в проектный круг допуска окончательного забоя.

При этом технология зарезки «основного» горизонтального участка (ГУ) из пробуренных ответвлений включает: формирование локального поднятия с зенитным углом 2 - 5° (например, с 89 - 90° до 90 - 95°) и последующими отклонением в сторону от азимута уже пробуренной части ГУ с интенсивностью 2 - 3°/10м.

После завершения бурения горизонтального ответвления выполняется подъем инструмента в начало интервала локального поднятия, с последующей наработкой «желоба» (предпочтительно в слабосцементированных породах) посредством создания нагрузки на долото 0.5 - 2.0 тонны, вплоть до формирования «уступа» под вооружением долота, достаточного для выполнения зарезки нового ствола.

За счет локального подъема профиля ответвления перед интервалом зарезки нового стола процесс формирования «уступа» в желобе облегчается, так как увеличивается площадь контакта вооружения долота с горной породой.

Для обеспечения спуска хвостовика в основной ГУ ствола каждую срезку осуществлять с падением зенитного угла на 2 - 5° и незначительным разворотом по азимуту на 1 ÷ 3 градуса в противоположную от ответвления сторону.

Спуск хвостовика в основной ГУ окончательно необходимо подтверждать замерами инструмента (основной ГУ обычно имеет большую глубину по стволу, чем при попадании в ответвление). [3]

Для реализации проекта сооружения МЗС предполагается метод обоснования основных её параметров (длины основного ГУ, количество забоев, расстояние между стволами).

Показано, что при планировании конструкции разветвлённой МЗС можно считать, что ГУ основного ствола «прямолинейный» ввиду незначительного его отклонения от прямой.

Имеется необходимость и важность учёта длины зоны «непромера» забойной телеметрической системы (ЗТС) – расстояние от долота до датчиков инклинометрии.

Для обеспечения контролируемости процесса проводки стволов в МЗС максимально допустимая «зона непромера» должна не превышать 0.25 ÷ 0.5 величины расстояния между точками зарезки ближайших ответвлений.

Область заложения ответвлений в МЗС должна располагаться вне зоны интерференции с основным горизонтальным стволом.

В процессе сооружения скважины (основного ствола, ответвлений) значительное внимание следует уделять обеспечению сохранности естественных фильтрационных свойств коллектора – проницаемости, пористости. [4]

Литература

1. Оганов А.С. Многозабойное бурение скважин - развитие, проблемы и успехи / А.С. Оганов, Г.С. Позднышев. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2001. -60 с.
2. Овчинников В. П., Курбанов Я. М. Технологии освоения нетрадиционных коллекторов углеводородов баженовской свиты // Тюменский международный инновационный форум «Нефть и газ»: сб. Междунар. конф. – Тюмень, 2014.
3. Павельева О.Н. Разработка технологий и технических средств бурения скважин / сборник статей, докладов и выступлений Всероссийской научно-технической конференции «трудноизвлекаемые запасы нефти и газа 2019». Уфа, 15 мая 2019 г. – С. 79-80.
4. Сооружение боковых стволов при строительстве многозабойных скважин: учебное пособие / В. П. Овчинников [и др.]. – Тюмень: ТИУ, 2017. – 130 с.

РАЗРАБОТКА РЕЦЕПТУРЫ БУРОВОГО РАСТВОРА

О.Н. Шемелина

Научный руководитель - профессор В.П. Овчинников
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

По составу и концентрации веществ РУО разделяются на две группы – эмульсии первого рода и второго, так называемые обратные или инвертные эмульсии. Если первые представляют собой растворенную углеводородную жидкость, то вторые представлены растворённой водой в углеводородной жидкости. [1]

Таким образом, в зависимости, что является дисперсионной фазой и что дисперсионной средой определяются группы эмульсий.

По назначению можно выделить две большие группы – это буровые растворы и специальные жидкости (для капитального и подземного ремонта скважин, перфорационные, консервационные). [2]

Близким альтернативным РУО являются только растворы на полиэтиленгликолевой (ПЭГ) основе, единственным преимуществом которых перед растворами на углеводородной основе (РУО) является экологическая чистота в окружающей среде.

Растворы на углеводородной основе (РУО) присуще негативные явления – это низкая стабильность физико-механических свойств растворов, существенные материальные и временные затраты на их приготовление и утилизацию, отрицательное воздействие на окружающую территорию, трудоемкость работ с ними, сильная зависимость минеральных масел от внешних факторов воздействия (температура, давление, химическая агрессия пластовых флюидов). [3]

Указанные проблемы по применению РУО решаются при помощи использования синтетических и полусинтетических масел, многократным использованием, увеличением степени «выгона» масла при утилизации.

Для решения проблем предлагается состав раствора с использованием в качестве: эмульсионной среды низковязких масел типа ВМГЗ 60 и ВМГЗ 45; эмульгатора реагенты КЭС-1М и КЭС-1С; регуляторов реологических свойств органомфильные глины (органобентонит, бето-34), ПАВ (неонол), биополимеры – ПАЦ, КМК; для регулирования плотности бурового раствора – барит, карбонат кальция; в пеногасителе – силиконовые кремнийорганические жидкости вида Пента 467 или Пента 468. Состав и некоторые свойства предлагаемого инвертно-эмульсионного раствора (ИЭР) приведены в таблице 1.

Таблица 1

Состав и свойства инвертно-эмульсионных растворов (ИЭР)

| № п/п | Название ингредиентов | Содержание, % | Параметры раствора | Значение параметра |
|-------|----------------------------------|---------------|--|--------------------|
| 1 | Масло: минеральное/синтетическое | 69 / 59 | Плотность, кг/м ³ | 1120 / 1120 |
| 2 | Водный раствор формиата натрия | 9.0 / 6.0 | Фильтратоотдача см ³ /30 мин | ≈ 1 / менее 1 |
| 3 | Гидрофобизированный бентонит | 3.0 / 4.0 | Пластическая вязкость, МПа*с | 35-40 / 35-45 |
| 4 | Барит | 12 / 10 | Динамическое напряжение сдвига (ДНС), дПа | 18-20 / 15-20 |
| 5 | Реологический модификатор | 0.4 / 0.6 | Статистическое напряжение сдвига (СНС) 1/10, дПа | 5-10 / 10-25 |
| 6 | КЭС-1М / КЭС-1С | 4.0 / 3.5 | Электростабильность, В | 350 / 380 |
| 7 | Негашеная известь | 1.0 / 0.4 | рН | > 7 / > 7 |
| 8 | Пеногаситель | 0.6 / 0.5 | | |
| 9 | ПАВ | 1.0 / 1.0 | | |

* Примечание: в числителе инвертно-эмульсионный раствор на основе минерального масла; в знаменателе – инвертно-эмульсионный раствор на основе синтетического масла

Согласно данным из таблицы следует отметить, что предполагаемый состав раствора может быть подвергнут утяжелению, за счет повышенного ввода утяжеляющей добавки. При этом остальные показатели раствора мало отличаются от приведенных.

При реализации технологии термовоздействия на пласт максимальные теплофизические нагрузки приходится на породу и крепь скважины – температурное расширение, сопровождающиеся формированием термомеханических напряжений, деструкция цементного камня, которая обусловлена процессами межфазовых преобразований (перекристаллизации) высокоосновных гидросиликатов в низкоосновные.

Решение этой проблемы возможно за счёт формирования низкоосновных гидросиликатов кальция в формирующемся камне ещё на ранних стадиях твердения введением в состав вяжущего (портландцемента) кремнеземистых добавок, либо использование шлаковых композиций, или цементов иной сырьевой базы – глиноземистые, известковокремнеземистые, белитокремнеземистые.

Результаты экспериментальных исследований показали, что наиболее термостоек камень, сформированный из композиции глиноземистый цемент в сочетании с портландцементом ПЦТ-1-50 и добавками микросфер (КМД), тонкодисперсной золы ТЭЦ, а также высокоглиноземистого цемента в сочетании с портландцементом, добавками шлака и барита. Для примера на рисунке 1 представлены образцы цементного камня

на основе ПЦТ-1-50 и высоко глиноземистого цемента после термического воздействия, которые явно подтверждают изложенное.



Рис. 1 Образцы цементного камня на основе ПЦТ-1-50 и высоко глиноземистого цемента

При содержании шлаковой составляющей исследованного композиционного материала в пределах $20 \div 80$ % изменения прочностных показателей после 90 суток нахождения образцов при температуре окружающей среды порядка 160°C не наблюдается.

Небольшие изменения в направлении уменьшения прочности установлены для образцов с содержанием шлака 20 и 50 %, что вполне объясняется содержанием портландцемента, а именно деструкционными явлениями продуктов его гидратации. При меньшем содержании, наоборот проявляется эффект устойчивости, и даже, в некотором отношении, повышения предела прочности.

Наибольшие значения стабильности и конечной прочности наблюдаются при твердении смесей уже в первые сутки. Уменьшение содержания шлакового компонента в составе смеси приводит к удлинению сроков схватывания и понижению прочности сформированного камня.

При этом выявлено, что эти показатели вначале повышаются, но затем, после достижения максимальной (определенной) величины снижаются.

Установлено оптимальное количество доменного шлака в цементе, которое составляет 80 %.

Таким образом, экспериментально подтверждено, что композиции цементный камень в сочетании с доменным шлаком соответствуют основным требованиям (по физико-механическим свойствам тампонажных растворов) крепления скважин в зонах повышенных температур.

Со временем цементный камень не теряет свою прочность, что немаловажно, так как сформированный камень рассматривается не только как средство для крепления обсадной колонны, но и как материал для термоизоляции, что особенно актуально при применении термических способов добычи нефти (например, парогазовые методы обеспечения притока). [4]

Литература

1. Круглицкий Н.Н. Физико-химические основы регулирования свойств дисперсий глинистых минералов. /НН. Круглицкий К: Наукова думка, 1968. 320 с.
2. Овчинников В.П., Яковлев И.Г., Сирин А.В. Совершенствование составов биополимерных ингибированных растворов для вскрытия продуктивных пластов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2014. № 2. С. 39 – 43.
3. Овчинников В.П., Яковлев И.Г., Аксенова Н.А., Сирин А.В., Рожкова О.В. Эффективность применения буровых растворов при вскрытии продуктивных пластов месторождений Красноярского края// Бурение и нефть.– 2014. №03. С. 10-13.
4. Павельева О.Н. Изменения фильтрационных свойств в породах коллекторах при бурении / О.Н. Павельева, Ю.Н. Павельева, Л.А. Паршукова, В.П. Овчинников // Журнал «Недропользование XXI век». №1 (83). 2020. – С. 64-69.

С Е К Ц И Я 15

ГОРНОЕ ДЕЛО. РАЗРАБОТКА РУДНЫХ И НЕРУДНЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ. МАШИНЫ И КОМПЛЕКСЫ.

ОБЗОР МЕТОДОВ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ НАКОПЛЕНИЯ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В РЕЗЕРВУАРАХ

А.А. Баранов

Научный руководитель - доцент Г.Р. Зиякаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В статье рассмотрены вопросы очистки вертикальных стальных резервуаров от высоковязких осадков и отложений. Представлены отечественные и зарубежные методы размыва донных отложений, отмечены их преимущества и недостатки.

Ключевые слова: резервуар, нефть, донные отложения, система размыва, сопло веерное, смесительное устройство.

Введение

В процессе хранения парафинистых нефтей в резервуарах, особенно в емкостях большого объема, происходит образование и накопление донных отложений. Наличие осадков на днищах приводит к неполному использованию нефтяных резервуаров, а также к затруднению обследования технического состояния резервуара. Кроме снижения полезного объема, накопление донных отложений ведет и к осложнению процесса эксплуатации, а также к увеличению материальных затрат в системе транспорта и хранения. Как итог, технико-экономических показатели работы резервуара снижаются.

Методы борьбы с донными отложениями

Одним из вариантов решения проблемы очистки резервуаров является предотвращение накопления осадков. Наиболее рациональным из всех существующих методов по борьбе с накоплением донных отложений в резервуарах являются гидравлические системы размыва. [1]

Веерные сопла.

На данный момент, широкое применение нашла система, состоящая из группы веерных сопел, из которых струи нефти распространяются по днищу резервуара, смывают осадок, и затем взвешенный осадок вместе с нефтью откачивается из резервуара. Подобная система позволяет исключить трудоемкие периодические зачистки резервуаров, сохранить и перевести нефть в осадок, представляющий собой ценный энергоресурс, увеличивает полезную емкость резервуара и устраняет загрязнение окружающей среды.

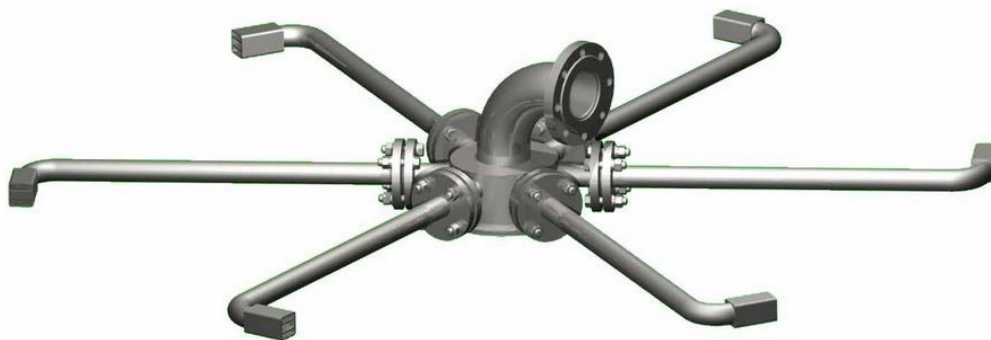


Рис. 1 Сопло веерное

Вместо системы веерных кольцевых сопел может применяться также компактная струя с медленно вращающимся соплом, также обеспечивающая высокую эффективность перемешивания осадка с нефтью.

В процессе эксплуатации описанных выше гидравлических систем размыва донных отложений выяснилось, что их эффективность недостаточна высока. Это объясняется тем, что струи неподвижны и их длина мала, вследствие чего размываются только небольшие участки, границы которых не перекрывают друг друга. Со временем трубопроводы системы разрушаются, подвижные части сопел засоряются, теряют подвижность, снижая эффективность размыва. [3]

Смесительные устройства.

В конце 80-х годов начал применяться другой способ размыва донных отложений, при котором объем нефти внутри резервуара приводится в интенсивное движение с помощью специальных устройств. Например, с

помощью пропеллеров (винтов) весь объем нефти внутри резервуара приводится в интенсивное движение путем формирования направленного потока нефти, меняющего своё направление.

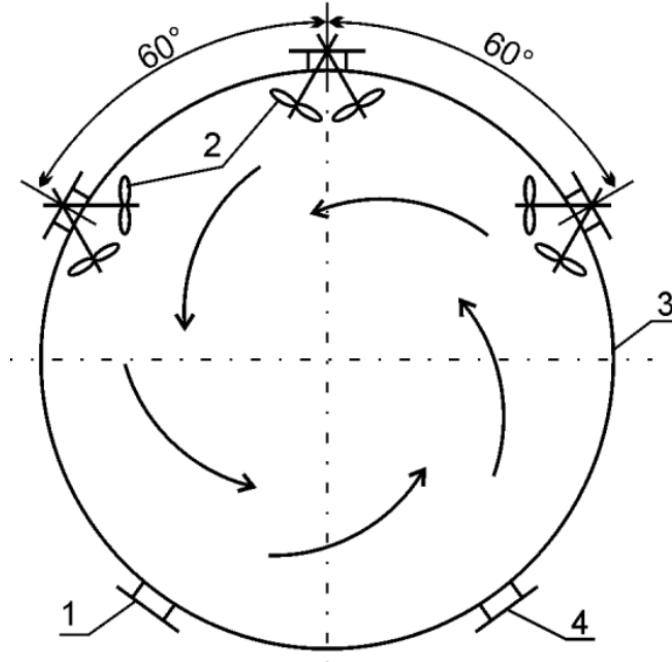


Рис. 2 Схема установки в резервуаре винтовых смесителей: 1 – наливной патрубок; 2 – винтовой смеситель; 3 – стенка резервуара; 4 – сливной патрубок.

Смесительные устройства обычно устанавливаются в резервуарах, часто получающих высоковязкую или загрязненную сырую нефть. Их назначение – не допускать образования осадков в нижней зоне резервуара, поддерживая во взвешенном состоянии тяжёлые и вязкие компоненты нефти. Стоит отметить, что эффективность смесителей в резервуарах большой вместимости повышается при сочетании их работы с системой подогрева, когда за счет конвекции продукта, вызываемой теплообменом, улучшается перемешивание. [2]

Устройство размыва «Диоген».

«Диоген» – отечественное устройство, которое устанавливается на крышке люка лаза в нижнем поясе резервуара и создает в горизонтальной плоскости длинную узконаправленную струю жидкости. Данное устройство имеет автоматический привод возвратного углового перемещения вала и может работать непрерывно в течение нескольких суток, автоматически перемещая затопленную струю по всей поверхности дна резервуара. Под его действием происходит размыв накопившихся осадков, их перемешивание, при котором тяжелые парафинистые осадки и механические примеси взвешиваются в общей массе нефти в объеме нефти, которая откачивается в это время из резервуара.

Заключение

Очистка резервуара довольно трудоемкий процесс, сопровождающийся выводом резервуара из эксплуатации на длительный срок. Для увеличения продолжительности непрерывной эксплуатации резервуара между его зачистками рекомендуется его оснащение стационарно установленными системами размыва донных осадков. При эксплуатации устройства "Диоген" возникает проблема неравномерности размыва донных отложений. Моделирование гидродинамических процессов внутри резервуаров будет являться объектом моего дальнейшего исследования.

Литература

1. Агеева В. В. Современные технологии размыва и удаления донных отложений в резервуарах товарной нефти в зарубежных странах // Проблемы науки. – 2018. – №. 4 (28).
2. Мельников З. Г., Коноплев В. Н. Сохранение стабильности свойств добытой нефти при транспортировке за счет размыва донных отложений при помощи плоских гибких электрических нагревателей как один из способов ее обогащения // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2018. – №. 3.
3. Тюрин Н. А. Устройство, предотвращающее накопление осадков в мазутных резервуарах // М.: ЦНИИТ Энефтехим. НТРС. Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 1980. – №. 4. – С. 15-18.
4. Официальный сайт компании Аврора-Нефть [Электронный ресурс]. – URL.: <https://aurora-oil.ru/catalog/rezervuarnoe-oborudovanie/veernye-sopla-ustrojstva-razmyva-otlozhenij/>.

**ВЛИЯНИЕ ПРЕДЫСТОРИИ НАГРУЖЕНИЯ НА ОСОБЕННОСТИ ПРОЯВЛЕНИЯ
ТЕРМОМЕХАНИЧЕСКИХ ЭФФЕКТОВ В КАМЕННОЙ СОЛИ**

В.В. Богданов

Научный руководитель - доцент Д.И. Блохин

Национальный исследовательский технологический университет «МИСиС», г. Москва, Россия

Исследования, описываемые в настоящем сообщении, имеют целью тестировать разрабатываемую методику диагностики изменений напряженно – деформированного состояния геоматериалов [5 – 7] применительно к условиям последовательных циклов нагружения – разгрузки с увеличивающимся от цикла к циклу значением максимального достигнутого напряжения. В настоящем сообщении описываются результаты экспериментов, в которых число циклов ограничивалось двумя.

Известно, что деформирование в режиме циклического нагружения геоматериалов сопровождается характерными гистерезисными эффектами [2, 3]. Такого рода эффекты, фиксируемые, в частности, по специфическим изменениям параметров АЭ, подробно исследованы, например, в [4]. Поэтому методика анализа экспериментальных данных в описываемых экспериментах соответствует рекомендациям, сформулированным в [4].

Для испытаний были подготовлены цилиндрические образцы каменной соли диаметром 52 мм и высотой 100 мм. Измерения выполнялись с помощью автоматизированного комплекса, позволяющего вести синхронную регистрацию механических, акустоэмиссионных и терморadiационных параметров [5 – 7]. Во всех проведенных экспериментах скорость изменения продольной деформации на участках нагружения или разгрузки поддерживалась постоянной $|d\varepsilon_l/dt|=const=0,01$ мм/с. Выбор значения $d\varepsilon_l/dt$ основан на результатах проведенных ранее экспериментов [5, 6], и принятая величина принадлежит к диапазону скоростей изменения напряжений в образцах каменной соли, в котором измерения ИК – и АЭ – параметров оказываются достаточно информативными.

На рис. 1 представлены графики изменения во времени осевого напряжения $\sigma_l(t)$ (1), интенсивности ИК – излучения $V_w(t)$ (2) и суммарного числа импульсов акустической эмиссии $\Sigma N(t)$ (3) при двухцикловом нагружении одного из испытывавшихся образцов. В данном эксперименте проводилось нагружение образца до значения $\sigma_l=\sigma_l^I \approx 13$ МПа, после чего осуществлялась его разгрузка до $\sigma_l^I \approx 2$ МПа. Затем образец повторно нагружался до полного разрушения. Предел прочности образца σ_c составил ≈ 25 МПа.

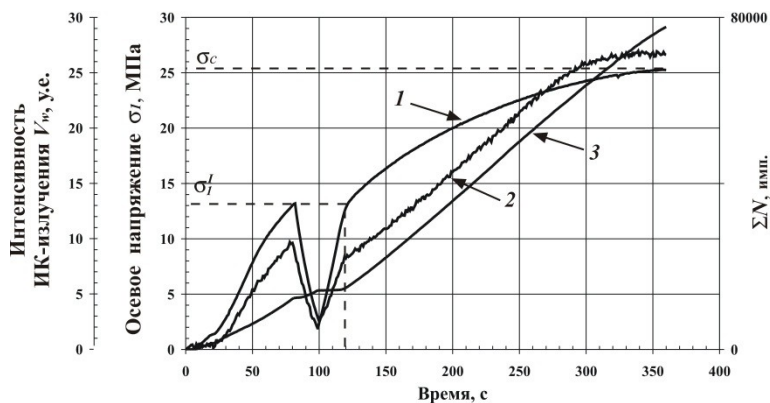


Рис. 1. Зависимости от времени осевого напряжения (1), интенсивности ИК – излучения (2) и активности акустической эмиссии (3) при $d\varepsilon_l/dt=const=0,01$ мм/с

На графиках (рис. 1) отчетливо видно изменение наклона кривых $\sigma_l(t)$, $V_w(t)$, $\Sigma N(t)$ в момент времени, соответствующий достижению осевым напряжением при повторной нагрузке значения $\sigma_l=\sigma_l^I$, что позволяет отнести наблюдаемые «артефакты» к проявлениям «эффекта памяти» [7]. Перспективность восстановления предыстории процесса деформирования по получаемой оперативной информации для использования в геомеханических исследованиях показана в [4]. Фиксацию такого поведения материалов по измерениям параметров АЭ принято называть «эффектом Кайзера». Видно, что характер экспериментальной зависимости $V_w(t)$ также позволяет восстановить по этой зависимости значение σ_l^I .

На рис.2 приведены зависимости $\Sigma N(\sigma_l)$ и $V_w(\sigma_l)$, а на рис. 3 – зависимости $\sigma_l(\varepsilon_l)$, $\Sigma N(\varepsilon_l)$ и $V_w(\varepsilon_l)$. На графиках четко выделяются точки, в которых меняется наклон экспериментальных зависимостей, что позволяет достоверно идентифицировать не только максимальное значение напряжения σ_l^I , достигнутое в первом цикле (рис. 2), но и соответствующее значение продольной деформации ε_l^I (рис. 3).

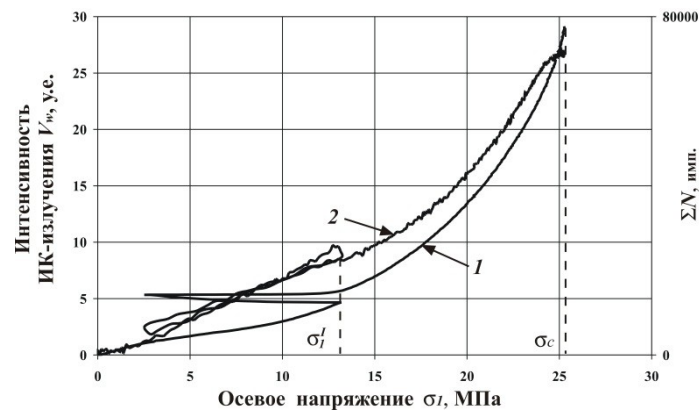


Рис. 2. Зависимости суммарного числа импульсов акустической эмиссии ΣN (1) и интенсивности ИК – излучения V_w (2) от осевого напряжения

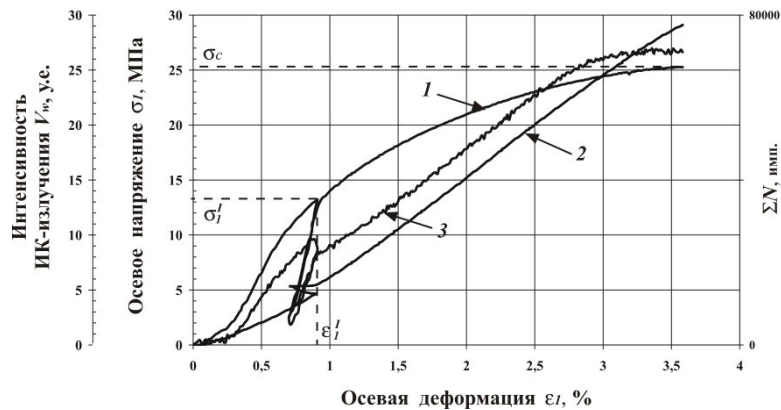


Рис. 3. Зависимости осевого напряжения σ_I (1), суммарного числа импульсов акустической эмиссии ΣN (2) и интенсивности ИК – излучения V_w (3) и от осевой деформации

Таким образом, показано, что при выбранном режиме испытаний как акустикоэмиссионные, так и терморadiационные измерения оказываются эффективными для диагностики предьстории процессов деформирования. Однако, как показано в [1], информативность АЭ – измерений понижается при увеличении скорости нагружения, а терморadiационные измерения – наоборот [7], при малых скоростях нагружения могут не давать информации о механических процессах в образце вследствие влияния теплообмена.

Поэтому целесообразным представляется комплексный подход к диагностике предьстории нагружения, основанный на совместных измерениях ИК – и АЭ – сигналов. Такие исследования процессов деформирования и разрушения образцов геоматериалов при различных программах испытаний с синхронными записями механических, терморadiационных и акустоэмиссионных параметров являются необходимым этапом разработки и тестирования такого комплексного подхода для актуальных геомеханических задач.

Литература

1. Filimonov Y., Lavrov A., Shkuratnik V. Acoustic emission in rock salt: effect of loading rate //Strain. – 2002. – Т. 38. – №. 4. – С. 157-159.
2. Берон А. И. и др. Свойства горных пород при разных видах и режимах нагружения //М.: Недра. – 1984.
3. Гудман Р. Механика скальных пород //М.: Стройиздат. – 1987.
4. Лавров А., Шкурятник В., Филимонов Ю. Акустоэмиссионный эффект памяти в горных породах. – Litres, 2017.
5. Шейнин В. И. и др. Исследование стадий деформирования известняка на основе акустоэмиссионных и термомеханических эффектов //Основания, фундаменты и механика грунтов. – 2019. – №. 6. – С. 11-14.
6. Шейнин В. И. и др. Особенности идентификации нестационарных изменений напряженного состояния геоматериалов по данным инфракрасной радиометрии //Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2003. – №. 5. – С. 15-22.
7. Шейнин В. И., Блохин Д. И. Исследования особенностей проявления термомеханических эффектов при одноосном сжатии образцов каменной соли //Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2012. – №. 1. – С. 46-53.

РАЗРАБОТКА АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ СМЕЩЕНИЯ ГОРНОЙ МАССЫ НА ОТКРЫТЫХ ГОРНЫХ РАБОТАХ

А.В. Достовалова

Научный руководитель - доцент Е.Г. Кузин

Кузбасский государственный технический университет, г. Кемерово, Россия

Согласно Единым правилам безопасности при разработке месторождений полезных ископаемых, все борты и отвальные ярусы должны обладать нормативным коэффициентом запаса устойчивости.

В среднем, на разрезах Кузбасса в год происходит около 10 - 7 сходов, из них около 4 % со смертельным исходом, 67% - порча техники и другого имущества предприятия, 27 – частичное уничтожение природных объектов и 1,7% – без материального ущерба. В таблице – 1 представлены несколько примеров схода горной массы и их последствий.

Таблица 1

Примеры схода горной массы на угольных разрезах Кузбасса

| Предприятие | Последствия |
|--|---|
| Отвал «Северный» разрез «Заречный» | повреждено 3 опоры ЛЭП, склад ГСМ разреза «Талдинский», ж/д и авто дороги перекрыты, сход длился на протяжении 2х часов |
| разрез «Черниговский» | завалена техника, 3е погибших, поисковые работы длились в течении 5ти дней |
| Отвал «Межучастковый» разрез «Кийзаский» | 4 опоры ЛЭП, перекрыто русло реки, повреждение лесопосадки, длина языка оползня достигала 1,3 км |

Причины схода бортов и отвальных ярусов можно разделить на две группы: техногенные и природные. К природным, как правило относятся: атмосферные осадки, землетрясения, нарушения массива и прослаивание пород, перепад температур, к другой - ошибки и нарушения при проектировании, промышленные взрывы, заезд техники на ориентировочные валы, складирование снега в отвалах.

Для мониторинга и предупреждения сходов мы проанализировали наиболее распространенные причины схода, ими явились переувлажнение массива и промышленные взрывы. Отслеживание этих параметров и было положено в начало создания датчика смещения горного массива на ОГР.

Устройство датчиков состоит из сейсморегистратора. он определяет уровень сейсмической активности и позволяет наблюдать за просадками массива, также в устройстве предусмотрен пьезометр. он необходим для наблюдения уровня обводненности горной массы.

Установка датчика происходит следующим образом: пробуривается шпур, в него помещается пьезометр, шпур запечатывается, устанавливается сейсмоприемник и выравнивается по уровню для улучшения получаемых сейсмических данных.

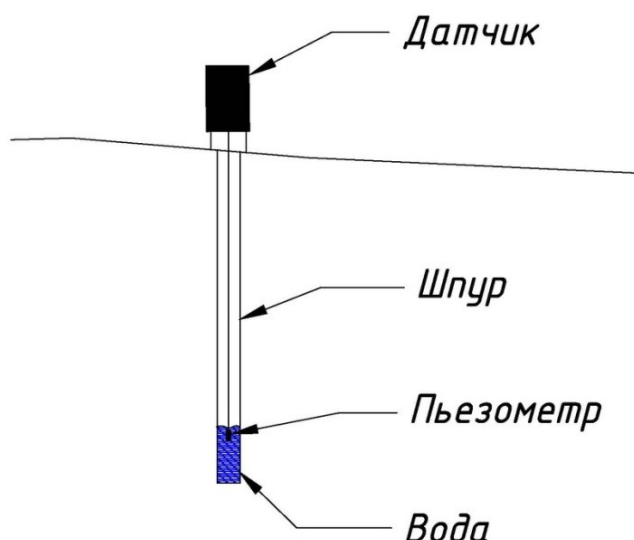


Рис. 1 Типовая конструкция датчика смещения горной массы

Размещение датчиков происходит по профильным линиям, в наиболее опасных участках смещения массива горных пород. В режиме реального времени вся информация передается на пульт диспетчера, который может отслеживать состояние массива и уровня воды в откосах.

Работа программы представлена на рисунке 2, с датчиков собранная информация передается на контроллер данных, далее по передающим устройствам попадает на серверный узел, а затем на компьютер диспетчера, так же возможен контроль и отслеживание с клиентского мобильного приложения.

Значения нормы обводненности и сейсмической активности закладываются индивидуально исходя из физико-механических свойств грунтов.

Модель реализации включает объединенные в подсистемы компоненты, реализующие объекты, выявленные в процессе проектирования.

Диспетчер имеет возможность построить график выбранного датчика за все время, с момента внедрения датчика, а также за день, неделю, месяц, год.

Для реализации данного сценария, в базе данных, будут созданы две хранимые процедуры, которые будут вызываться в программе, созданной на платформе Windows.



Рис. 2 Схема работы автоматизированной системы управления состоянием массива

Установка датчиков позволяет не только повысить уровень безопасности на опасных производственных объектах, но и осуществлять сбор информации для дальнейшего изучения и выявления закономерностей схода и обрушений.

Литература

1. Галустьян Э. Л. Геомеханика открытых горных работ //М.: Недра. – 1992. – С. 28-236.
2. Инструкция по расчету устойчивости бортов разрезов при их ликвидации и обеспечению сохранности прилегающих к разрезам территорий, Ленинград, ВНИМИ, 1977г.
3. Клименко А. И., Пахомов С. И. Инженерно-геологические расчеты на программируемых калькуляторах //М.: Недра. – 1991. – С. 70-95.
4. Ржевский В. В., Новик Г. Я. Основы физики горных пород. – Недра, 1978.
5. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности при ведении горных работ и переработке твердых полезных ископаемых», утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11.12.2013 №599, зарегистрировано в Минюсте России 02.07.2014 №32935.
6. Фисенко Г. Л. Правила обеспечения устойчивости откосов на угольных разрезах /Фисенко ГЛ, Пустовойтова ТК, Мочалов АМ и др //СПб.: ВНИМИ. – 1998.
7. Фисенко Г. Л. Устойчивость бортов карьеров и отвалов //М.: Недра. – 1965. – Т. 376. – С. 2.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН С ПОМОЩЬЮ СТРУЙНОГО АППАРАТА

М.Ю Ершов

Научный руководитель - доцент Г.Р. Зиякаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В современной нефтегазовой промышленности существует тенденция уменьшения объемов полученной нефти из-за осложненных условий. Большая часть запасов добывается из сложно-построенных нефтяных залежей, а также из малодебетовых и среднедебетовых скважин. Добыча в таких условиях связана с многочисленными осложнениями.

Нефтедобывающая отрасль в России имеет первостепенное значение и непрерывно нуждается в агрегатах для отбора из скважин большого объема жидкости. Для этих целей по своим характеристикам наиболее подходят динамические лопастные насосы с возможностью регулировки отбора в широком диапазоне. Наиболее широкое распространение среди лопастных агрегатов получили насосы центробежного типа, они создают достаточно хороший напор жидкости при заданных уровнях высоты столба с подачей жидкости, имея при этом приемлемые габариты, надежность и коэффициент полезного действия. Погружные установки электроцентробежных насосов УЭЦН по своим конструктивным особенностям наиболее эффективные насосные агрегаты для отбора большого объема жидкости из скважины. В отличие от штанговых насосов в УЭЦН насос и электропривод к нему находятся непосредственно в скважине, отсутствует длинное механическое соединение насосного агрегата с приводом, питание к электроприводу подводится по НКТ по силовому кабелю или по трубопроводу при гидро/пневмоприводе. Благодаря этому мощность и КПД насосов УЭЦН по сравнению со штанговыми агрегатами значительно выше [2].

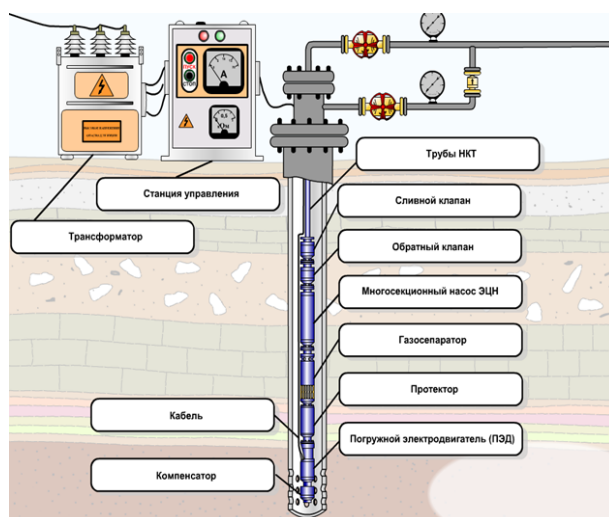


Рис.1 Компоновка УЭЦН

Но существует ряд факторов, осложняющих работу УЭЦН, таких как:

- повышенный газовый фактор;
- солеотложение;
- увеличенное содержание механических примесей;
- повреждение кабельной линии;
- отказ НКТ;
- увеличенная вязкость перекачиваемой среды и др.

Наличие большого количества затрубного газа, является одной из главных проблем при эксплуатации УЭЦН. Затрубный газ находится между обсадной колонной и НКТ и влечет за собой появление газогидратов, что увеличивает динамический уровень в скважине.

При превышении допустимого значения происходит срыв подачи и полная остановка оборудования и как следствие добычи. При снижении необходимого динамического уровня, необходимо увеличивать глубину спуска насоса, а это несет за собой дополнительные расходы на насосно-компрессорные трубы и кабель, а также увеличит нагрузки на колонну НКТ. Следовательно, наличие газа в затрубном пространстве отрицательно влияет на работоспособность УЭЦН в целом и приводит к:

- увеличению глубины подвески насоса;
- появлению газогидратов;
- уменьшению притока жидкости;
- уменьшению подачи насоса;
- снижению давления на приеме насоса;
- перекрытию межтрубного пространства;
- перегреву насоса;

- уменьшению напорных характеристик насоса [1].

Все это показывает необходимость уменьшения влияния газа в затрубном пространстве. Для отбора газа применяют следующие оборудование:

- клапанные устройства;
- компрессор;
- диспергатор;
- струйные устройства.

Клапанные устройства состоят из гидравлического канала и обратного клапана. Клапан срабатывает при перепаде давления. Существует множество модификаций клапана, но все они обладают недостатком, клапан замерзает, а также обладает сложной и громоздкой конструкцией.

Метод использования компрессора заключается в принудительной откачке газа из затрубного пространства. Применение компрессора несет за собой трудоемкий монтаж и обслуживание.

Для измельчения пузырьков в пластовой жидкости применяют диспергатор. Подготовленная жидкость подается на вход центробежного насоса. Минус данного способа, это громоздкость диспергатора, низкий коэффициент полезного действия и малая надежность.

Струйные аппараты (рис. 2) широко применяются, в связи с простотой конструкции, отсутствием подвижных частей и способностью работать в осложненных условиях.

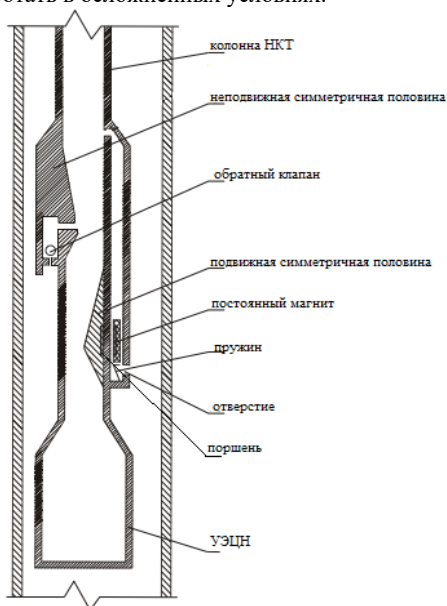


Рис.2 Конструкция струйного аппарата

Струйный аппарат работает следующим образом: при работе погружного ЭЦН, происходит разгазирование нефти на приеме, часть газа оказывается в полости погружного ЭЦН и по колонне НКТ и поднимается на поверхность, вторая часть газа накапливается над динамический уровень повышая тем самым давление. Данное давление действует на поршень и с помощью пружины, поршень перемещается в верх, поднимая вместе с собой подвижную симметричную половину для перепуска затрубного газа. Когда подвижная симметричная половина достигает верхнего края, аппарат начинает действовать в рабочем режиме [3].

Применение струйного устройства вместе с погружным ЭЦН дает возможность поддерживать давление в затрубном пространстве нефтяной скважины. Применение струйного устройства обладает экономическим эффектом, так как снижается расход на НКТ и эклектрокабель, за счет поддержания динамического уровня. Существующие струйные аппарата обладают низким коэффициентом полезного действие, не более 20%. В данный момент ведутся активные исследования по применению струйных аппаратов на месторождениях России для уменьшения давления от затрубного газа.

Способ снижения давления свободного газа, выбирается в зависимости от условий добычи.

Литература

1. Мартиросян В. Б., Нагула В. Д., Белогорцев Г. П. Распределение давления в затрубном пространстве при механизированном способе эксплуатации скважин //Нефтяное хозяйство. – 1986. – №. 5. – С. 51-54.
2. Насосы погружные для добычи нефти ЭЦНА [Текст] / Техническое описание ЭЦНА ТО. ЕЮТИ.Н.354.000 ТО.-Альметьевск: ОАО «Алнас», 1999.- 36с.
3. Патент 2517287 РФ, МПК E21B 43/12, F04F 5/00 Струйный аппарат для перепуска затрубного газа [Текст] / К.Р. Уразаков, Р.И. Вахитова, Д.А. Сарачева, Э.В. Абрамова - № 2012149306/03; заявлено 19.11.2012г.; опубл. 27.05.2014, Бюл. №15.

**МЕХАНИЗМ ФОРМИРОВАНИЯ ОЧАГОВ ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ ЯВЛЕНИЙ В СКЛАДЧАТЫХ
СТРУКТУРАХ КАЛИЙНЫХ ПЛАСТОВ**

Д.И. Зверев

Научный руководитель - профессор С.С. Андрейко

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия

С начала разработки Верхнекамского месторождения калийно-магниевых солей на калийных пластах произошло более 500 случаев газодинамических явлений, которые приводили к травмированию или в худших случаях к гибели шахтеров и значительному материальному ущербу калийным предприятиям.

Высокая степень изученности процесса газодинамических явлений не вызывает сомнений, но, к сожалению, в настоящее время для условий калийных рудников на Верхнекамском месторождении калийно-магниевых солей важно изучение механизма формирования опасных зон. В связи с этим для повышения безопасности ведения горных работ требуется разработка методов прогнозирования газодинамических явлений, приуроченных к зонам развития интенсивной складчатости и антиклинальных складок в калийных пластах. Таким образом, в данный момент времени представленная проблема прогнозирования зон, опасных по газодинамическим явлениям, приуроченным к зонам развития интенсивной складчатости и антиклинальных складок в калийных пластах, изучена недостаточно глубоко и ее решение приобретает особую актуальность, имеет большое теоретическое и практическое значение.

Рудник БКПРУ-2 ОАО «Уралкалий» отрабатывает запасы Дурыманского участка, расположенного в центре части южной части Верхнекамского месторождения калийных солей. Соляная залежь в средней части участка имеет мульдообразный прогиб, открытый в юго-западном направлении. Средний угол наклона оси мульды не превышает 1° . С западной стороны мульда ограничивается восточным крылом Березниковского антиклинального поднятия, имеющим здесь угол 2° . Восточное крыло мульды характеризуется плавным поднятием под углом 1° . Амплитуда прогиба достигает более 100 метров.

В пределах шахтного поля отмечается интенсивная складчатость промышленных пластов АБ и КрII. Направление осей складок, в основном, северо-западное и меридиональное. Амплитуда складок от 1-2 м до 6-10 м и более, ширина колеблется от 3-5 м до 60 м, протяженность складок от 10-30 м до 200 м и более. Строение складок, в основном, асимметричное. Антиклинальные складки имеют пологие восточные крылья с углом наклона от $5-8^\circ$ до 30° и более крутые западные крылья с углами падения от $10-15^\circ$ до 90° , на отдельных интервалах – складки опрокинутые.

Статистический анализ геологических условий проявления ГДЯ при отработке пласта АБ показал, что к антиклинальным складкам третьего порядка приурочено более 70% от их общего числа. В этой связи прогнозирование зон, опасных по газодинамическим явлениям, на основе структурно-тектонического анализа является актуальной задачей.

Формирование крупных складок – складок 3-го порядка происходит под действием региональных тектонических сил и на начальном этапе характеризуется квазиоднородным напряженным состоянием. По мере развития дислокации и особенно на конечных этапах ее формирования существенное изменение геометрии пластов ведет к появлению локальных неоднородностей поля напряжений. Неизбежной реакцией на эту флуктуацию напряжений являются: изменение структурно-текстурных особенностей пород, возникновение новых зон микротрещин и другие процессы, обуславливающие изменение физико-механических свойств пород [1].

В настоящее же время анализ морфонологии и возможных механизмов формирования складок различного порядка показал, что соляная залежь соликамской впадины представляет собой тектонически компенсированную мульду, осложненную складками разного масштаба, морфологии и природы. Так д.г.-м.н. И.И. Чайковский в своих работах отмечает огромную роль послонных срывов при формировании складчатых структур на Верхнекамском месторождении калийно-магниевых солей. Данный факт отражает послонный сдвиг и скольжение, реализуемые по многим дискретным плоскостями.

На данный момент времени в соответствии с новым взглядом на природу образования складчатых структур считается, что первоначально формируется мелкая асимметричная складчатость первой генерации за счет деформаций горизонтального сдвига. Здесь формируются крупные «стометровые складки». На втором этапе формируются симметричные складки за счет горизонтального укорочения. Происходит разбитие крупных складок на более мелкие. При этом преобладающее продольное сжатие сменяется сдвигом, а затем и срывом.

Таким образом, рассматриваемые в работе антиклинальные складки третьего порядка представлены симметричными складками с пологим сводом или асимметричными угловатыми и коробчатыми, которые претерпели продольное сжатие в сочетании с послонным сдвигом и срывом. Передача региональных напряжений по всей калийной залежи происходит из-за ее флюидоподобного состояния, т.е. складчатость Верхнекамского месторождения представляет собой кондиагенетическое образование [2].

Из геологических факторов в формировании зон, опасных по газодинамическим явлениям, играют роль зоны трещиноватости и расслоений по наиболее слабым галопелитовым прослойкам.

В виду тектонических процессов и процессов складкообразования происходит раскрытие трещин двух видов. Первая группа - трещины складок, которые представлены секущими трещинами. По ориентировки к осям складок делятся на три группы поперечные, продольные и диагональные. Так как антиклинальные складки на Верхнекамском месторождении имеют преимущественную субмеридиональную ориентацию, то продольные секущие трещины обычно имеют так же субмеридиональное простирание, поперечные – субширотное, а диагональные направлены либо с севера на запад, либо с запада на восток. Продольные трещины развиты, главным образом, на соляных поднятиях и обычно приурочены к замковым частям антиклинальных и синклинальных

складок. Они обнаружены в интервале пластов от А до Г. Длина трещин колеблется в интервале 0,5-20,0 м, ширина - 2,0-20 см. Поперечные трещины являются крутопадающими (80-90°), их длина 1-16 м, а высота может достигать 2 м. Раскрытие поперечных трещин колеблется от 1 до 8 см. Диагональные секущие трещины наиболее редко встречающийся вид из трех. Как правило они встречаются в серии кулисообразных трещин длиной от 0,5 до 10 м, раскрытие не превышает 1 см [3].

В процессе формирования в калийных пластах зон, опасных по газодинамическим явлениям, складчатые структуры несут две функции: во-первых, они формируют «газовый коллектор» и зону пониженной прочности пород, во-вторых, собирают газ с окружающих участков пласта по принципу вакуумного насоса [2]. Поэтому очевидно, что механизм формирования складчатых зон, опасных по газодинамическим явлениям, в калийных пластах связан с освобождением части связанных газов под воздействием деформационных процессов и последующей аккумуляцией уже свободных газов в трещинах отрыва и расслоениях по галопелитовым прослойкам в складках (рисунок 1).

Очевидно, что в процессе складкообразования и образования в пределах складки систем трещин и расслоений внутри области соляных пород, содержащей свободные газы, возникнет перепад давления – газовая депрессия (геологический вакуум), величина которой будет определяться соотношением давления свободных газов на контуре раскрывшейся геологической трещины и давления в полости раскрывшейся геологической трещины [4]:

$$\Delta P = P_M - P_T \quad (1)$$

где P_M – давление свободных газов на контуре раскрывшейся геологической трещины; P_T – давление в полости раскрывшейся геологической трещины.

Известно, что свободные газы в соляном породном массиве находятся макропорах, микротрещинах, трещинах, на границах зерен, в слоях и прослойках соленосных глин, на контактах разностей соляных пород. Поэтому, при превышении давления свободных газов на контуре раскрываемой геологической трещины P_M над давлением в полости данной трещины по флюидопроводникам P_T , начнется приток свободных газов из окружающего соляного породного массива в трещину или расслоение. Флюидопроводниками будем считать наиболее слабые контакты калийной залежи – слои и прослойки соленосных глин, микротрещиноватость пород и границы зерен. Таким образом, раскрывшаяся трещина и расслоение будут концентрировать в себе свободные газы, а замкнутость полостей трещин и расслоений будет препятствовать транзиту свободных газов как вверх по геологическому разрезу, так и в латеральном направлении.

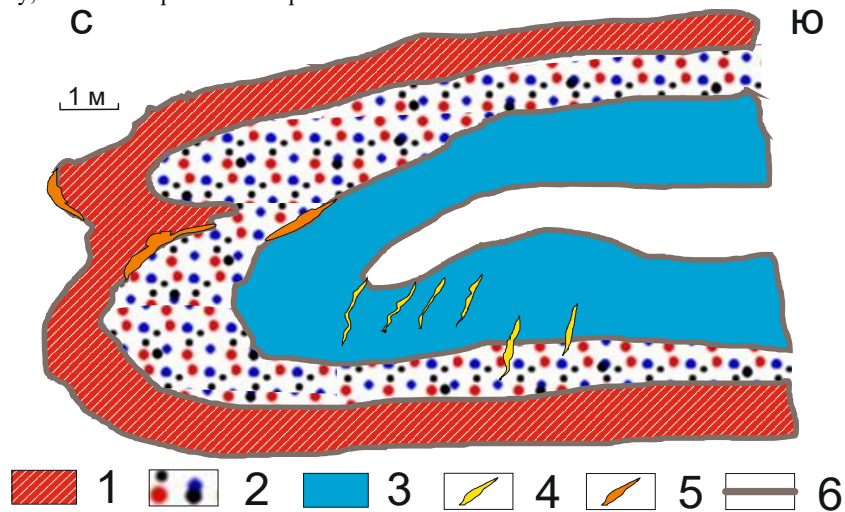


Рис.1 Схема формирования очагов газодинамических явлений в пределах складчатых структур в зонах влияния сдвигов и надвигов на шахтном поле рудника БКПРУ-2: 1 – пласт А (полосчатый сильвинит); 2 – пласт Б (пестрый сильвинит); 3 – пласт Б-В (каменная соль); 4 – трещины отслоения; 5 – трещины отслоения (складок); 6 – глинистые прослойки.

В конечном итоге, совокупность трещин и расслоений, образовавшихся в пределах сформировавшейся складчатой структуры и заполненных свободным газом под давлением, будет представлять собой потенциальный очаг газодинамического явления, сформировавшийся в соляном породном массиве.

Литература

1. Джиноридзе Н. М., Аристаров М. Г., Поликарпов А. И. Петротектонические основы безопасной эксплуатации Верхнекамского месторождения калийно-магниевых солей. – 2000.
2. Копнин В. И., Пшеничников А. Г. Структурно-тектонические условия газодинамических явлений на Березниковских калийных рудниках и вопросы прогнозирования выбросоопасных зон //Разработка калийных месторождений: сб. науч. тр. – 1984. – С. 96.
3. Кудряшов А. И. Верхнекамское месторождение солей. 2-е изд //М.: Эпсилон Плюс. – 2013.
4. Полянина Г. Д., Земсков А. Н., Падерин Ю. Н. Технология и безопасность разработки Верхнекамского калийного месторождения //Пермь: Кн. изд-во. – 1990.

К ВОПРОСУ ПЕРСПЕКТИВ РАЗВИТИЯ ШАРОСТРУЙНОГО БУРЕНИЯ

Е.Д. Исаев

Научный руководитель - профессор Л.А. Саруев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Экспорт природных ресурсов – одна из основных статей дохода России. Вместе с тем, их добыча требует все больше сил. В ход идут трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗ), добыча которых сопряжена с необходимостью внедрения новых методов и технологий. Одной из подобных технологий может стать шароструйное бурение, исследование которого ведется в Томском политехническом университете. Данный способ бурения основан на разрушении горной породы за счет динамического воздействия (удара) металлических шаров, многократно рециркулирующих в скважине и ускоряемых под действием промывочной жидкости. Подробнее ознакомиться с технологией бурения шароструйным способом можно в работах [1–7].

Целью данной работы является анализ этапов развития шароструйного бурения и определение его дальнейших перспектив.

Для достижения поставленной цели сформулированы задачи:

- 1) произвести обзор проделанных научных работ;
- 2) выделить достоинства и недостатки, присущие шароструйному бурению;
- 3) определить актуальные проблемы, стоящие перед развитием шароструйного бурения.

Шароструйный способ бурения был предложен в США. Статья под названием «Development and testing of jet pump pellet impact drill bits», резюмирующая работу исследовательской группы, работающей под руководством И. Э. Эскеля, была опубликована в 1955 г. [6].

Поставленной задачи – снизить затраты на бурение – ученые не достигли. Уже в 1960 году один из авторов – Л.В. Леджервуд – в статье «Efforts to Develop Improved OilWell Drilling Methods» [7] отмечает: «В своем нынешнем виде шароструйный способ бурения позволяет осуществлять разрушение горных пород, но является менее экономически эффективным по сравнению с вращательным бурением. К этому, в значительной степени, приводят два фактора: (1) ускорение шаров в камере смещения является несущественным; (2) данный способ бурения требует, чтобы вся порода была превращена в порошок до удаления из скважины, а этот процесс приводит к большим энергозатратам, чем если бы порода была удалена в виде более крупных кусочков».

Высокий потенциал шароструйного способа бурения заинтересовал ученых СССР. В 1965 году А. Б. Уваковым была защищена диссертация «Исследование и разработка шароструйного способа бурения направленных геологоразведочных скважин» [3]. В 1966 году свою кандидатскую диссертацию, посвященную вопросам разрушения горных пород при шароструйном бурении, защитил В. В. Штрассер [5]. В 1969 году издается книга «Шароструйное бурение» за авторством А. Б. Увакова [4], содержание которой повторяет информацию, представленную в диссертациях [3, 5].

Оспаривая полученные ранее выводы, А. Б. Уваков пишет: «...американские исследователи допустили явную ошибку, пытаясь бурить различные по крепости горные породы при одной и той же скорости вылета шаров из аппарата...». Свои же результаты автор оценивает, как положительные, отмечая, что внедрение шароструйного бурения – резерв повышения эффективности геологоразведочных работ, но сначала требуется провести большой комплекс научно-исследовательских изысканий с целью решения всех неразрешенных проблем.

В 1995 г. С. А. Заурбековым защищена диссертация «Повышение эффективности призабойных гидродинамических процессов при шароструйном бурении». Автор утверждает, что существующая конструкция снаряда является неэффективной из-за последовательного расположения первичного и вторичного сопел, т. к. не обеспечивает высокую частоту ударов и рациональное распределение шаров по площади забоя.

С. А. Заурбеков предлагает конструкцию бурового снаряда, особенностью которого является наличие нескольких камер смещения, расположенных на периферийной части снаряда и опорного элемента для поддержания расстояния между снарядом и забоем по центру. При этом опорный элемент оснащен вооружением для механического вращательного бурения. Проведенные промышленные испытания доказали возможность применения шароструйного снаряда для бурения в породах средней твердости. Получено повышение механической скорости на 20% и проходки на 43% в сравнении с серийными (шарошечными) долотами [1].

Новый этап развития шароструйного бурения связан с именем А. В. Ковалева, выпускника и сотрудника Томского политехнического университета. В 2009 ученый самостоятельно приходит к концепции использования инжекторного снаряда. Предлагается использовать в качестве породоразрушающего материала абразив – рэлит (измельченный карбид вольфрама). Публикуются 4 статьи, которые посвящены разработке снаряда для абразивного бурения и лабораторного стенда. К концепции использования шаров ученый приходит к 2012 году. Очевидно, что это происходит под влиянием знакомства с трудами А. Б. Увакова. Диссертация А. В. Ковалева «Теоретические и экспериментальные исследования технологических процессов шароструйного бурения» [2] защищена в 2015 году.

Общая конструкция снаряда повторяет схему, предложенную А. Б. Уваковым и И. Э. Эскелем. Главным отличием является применение «задерживающего устройства», расположенного над впускными окнами и служащего для изменения траектории движения шаров [2]. Данный элемент конструкции позволил снять ограничение на расход промывочной жидкости и увеличить расход шаров в единицу времени, тем самым повысить эффективность бурения.

А. В. Ковалев указывает на низкую перспективность шароструйного снаряда, предложенного С. А. Заурбековым, так как комбинация механического вращательного и шароструйного способов бурения лишает последнего основных достоинств.

В таблице 1 представлены достоинства и недостатки, присущие шароструйному бурению.

Таблица 1

Основные параметры ударных способов бурения

| | | Э | У | З | К |
|---|--|---|---|---|---|
| Достоинства: | Отсутствует необходимость в создании значительных осевых нагрузок | • | • | • | • |
| | Возможность бурения без вращения буровой колонны | • | • | • | • |
| | Возможность заменять изношенные шары подсыпанием в скважину новых в процессе бурения | • | • | • | • |
| | Управление искривлением скважины с высокой гарантией надежности | | • | | |
| | Уменьшение (в сравнении с другими механическими способами) влияния трения в процессе взаимодействия шаров с забоем | | • | | |
| | Возможность эффективного использования понизителей твердости | | • | | |
| | Простота устройства гидравлического забойного двигателя – шароструйного аппарата | | • | | • |
| | Возможность реализации на забое скважины большой мощности | | | | • |
| Недостатки: | Необходимость установки мощного насоса | | • | | |
| | Невозможность бурения скважин с отбором керна | | • | | |
| | Сложность конструкции снарядов с отбором керна | | | | • |
| | Низкий разгон шаров в камере смешения/несовершенство конструкции | • | • | | |
| | Высокие энергозатраты на переизмельчение шлама | • | | | |
| | Геологические ограничения: сильно трещиноватые/пластичные горные породы | | | | • |
| | Сложность поддержания оптимального расстояния между снарядом и забоем | | • | | • |
| | Сложность подбора конструкции снаряда и режима бурения для конкретных горно-геологических условий | | | | • |
| Примечание: Э – по И. Э. Эскелю, У – по А. Б. Увакову, З – по С.А. Заурбекову, К – по А.В. Ковалеву | | | | | |

Необходимость установки мощного бурового оборудования, важная задача для 1965 года, на сегодняшний день является менее актуальной. Проблему малого разгона шаров решали С. А. Заурбеков и А. В. Ковалев, однако проблема все еще актуальна, так как предлагаемые ими конструкции снарядов имеют недостаточную техническую проработку. Не решена проблема поддержания оптимального расстояния между снарядом и забоем. Известны решения с использованием опорных элементов, располагаемых на забое. Данные решения нельзя считать оптимальными, так как при этом снижается механическая скорость бурения и величина проходки на долото. Предложена схема поддержания оптимального расстояния посредством считывания акустических колебаний, но на данный момент технического воплощения она не получила.

Важно отметить, что невозможность бурения скважин с отбором керна, а также бурения по трещиноватым и/или пластичным горным породам только ограничивают область применения и в благоприятных условиях проблемой не являются.

Таким образом, на текущем этапе работ по развитию и совершенствованию шароструйного бурения необходимо достоверно определить энергозатраты при бурении так как разные исследователи делают противоположные выводы. Не определена конструкция бурового снаряда, обеспечивающая наибольший разгон шаров. Не решена проблема поддержания оптимального расстояния между снарядом и забоем. Планируются дальнейшие работы в данных направлениях.

Литература

1. Заурбеков С.А. Повышение эффективности призабойных гидродинамических процессов при шароструйном бурении скважин: дис. на соискание ученой степени канд. техн. наук. – Алматы, 1995. – 140 с.
2. Ковалев А. В. Теоретические и экспериментальные исследования технологических процессов шароструйного бурения скважин: дис. на соискание ученой степени канд. техн. наук / А. В. Ковалев; Томск. политех.Унив. – Томск, 2015. – 143 с.: илл. – библиогр.: с. 130-141.
3. Уваков А.Б. Исследование и разработка шароструйного способа бурения направленных геологоразведочных скважин: дис. на соискание ученой степени канд. техн. наук. – Москва, 1965. – 120 с
4. Уваков А.Б. Шароструйное бурение. – М.: Недра, 1969. – 207 с
5. Штрассер В.В. Исследование процессов разрушения горных пород ударами шаров (к теории шароструйного бурения): дис. на соискание ученой степени канд. техн. наук. – Алма-Ата, 1966. – 217 с.
6. Eckel I.E., Deily F.H., Ledgerwood L.W. Development and testing of jet pump pellet impact drill bits // Transaction AIME. – Dallas, 1956. – p. 15.
7. Ledgerwood, L. W., Jr., 1960, Efforts to Develop Improved OilWell Drilling Methods: J. Pet. Tech. Pp.

ГЕОТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПОДЗЕМНОЙ ОТРАБОТКИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ РОБОТИЗИРОВАННЫМИ КОМПЛЕКСАМИ

С.А. Кизилов, Ю.В. Малахов, М.К. Королёв

Научный руководитель - доцент С.М. Никитенко

Федеральный исследовательский центр угля и углехимии СО РАН, г. Кемерово, Россия

Легкодоступные запасы полезных ископаемых практически исчерпаны, поэтому в разработку всё больше вовлекаются трудноизвлекаемые запасы, сосредоточенные, в частности, в мощных угольных, а также в россыпных алмазосодержащих пластовых месторождениях со сложными горно-геологическими условиями, требующими соответствующих передовых технологических решений, обеспечивающих их безопасную и эффективную добычу [7]. Программой развития угольной промышленности России основным направлением технологического развития в отношении подземного способа добычи предусмотрено внедрение систем «безлюдной» выемки полезных ископаемых на базе комплексной механизации и автоматизации [8]. Таким образом, вопросы реализации геотехнологий комплексного освоения недр на основе современных программно-аппаратных комплексов с элементами роботизации, интегрированных в общую систему управления горнодобывающим предприятием, являются актуальными.

В основе инновационных технологий добычи полезных ископаемых в сложных горно-геологических условиях должны лежать геотехнологические решения, обеспечивающие реализацию главных отраслевых задач: повышение уровня производительности, эффективности извлечения и безопасности горных работ; переход на технологии извлечения полезных ископаемых без постоянного присутствия людей в рабочей зоне [2, 5]. В качестве платформенного решения для отработки запасов мощных угольных, а также россыпных алмазосодержащих пластовых месторождений подземным способом предлагается использовать многофункциональную гидрофицированную шагающую крепь поддерживающе-оградительного типа (далее – шагающая крепь) [7].

Шагающая крепь состоит из двух секций взаимосвязанных друг с другом гидроцилиндрами передвижения. Каждая секция оборудована продольными опорными и поперечными балками, жестко закрепленными друг к другу. Секции опираются через гидростойки и опоры на почву выработки. Цилиндры гидростоек каждой рамы шарнирно связаны между собой продольными связями и через диагональные связи – с поперечными балками. Общий вид варианта шагающей крепи представлен на рисунке 1.

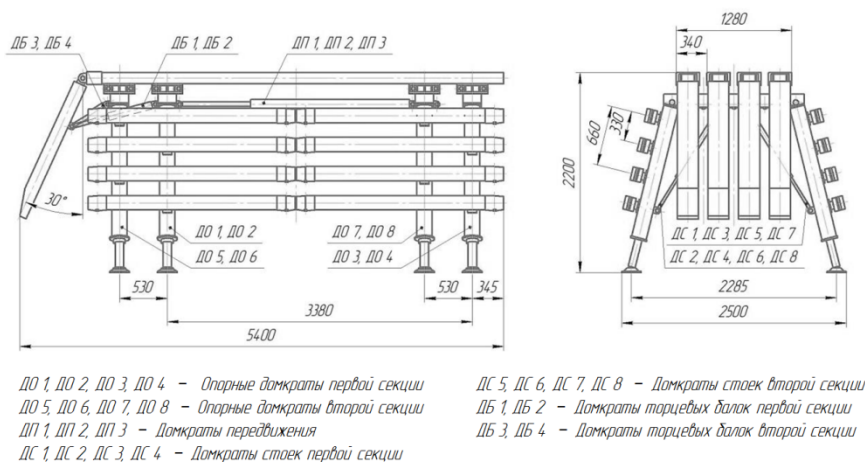


Рис. 1 Общий вид шагающей крепи

Элементы секций крепи имеют шарнирную связь между собой и создают безопасное рабочее пространство для размещения проходческого (очистного) оборудования при проведении горных работ. Скорость передвижки (шагания) крепи увязывается со скоростью проведения очистных (проходческих) работ.

Конструкция шагающей крепи обеспечивает возможность ее использования в следующих горнотехнических и горно-геологических условиях: сверхкатегорийные по газу метану, угрожаемые по внезапным выбросам угля и газа, опасные по взрываемости угольной пыли; угрожаемые по горным ударам пласты; обеспечение перемещения (шагание) за проходческим комбайном (добычным комплексом) в горных выработках с уклоном $\pm 15^\circ$; в горных выработках прямоугольной формы с шириной до 5,5 м и высотой до 4,5 м.; глубина ведения горных работ до 300 м.

Областью применения шагающей крепи являются: разработка мощных крутонаклонных угольных пластов; извлечение запасов из оставленных ранее охранных целиков; проведение вспомогательных горных выработок (проходка); разработка трудноизвлекаемых полезных ископаемых, в том числе в системах поэтажной выемки угля, с применением технологического процесса управляемого выпуска [2].

Применение шагающей крепи позволяет решить комплекс задач по обеспечению возможности автоматизированного и дистанционного управления процессом работы. Использование в конструкции шагающей крепи большого количества гидравлических цилиндров (более двадцати), требует разработки системы автоматического управления. Специфика применения шагающей крепи подразумевает отсутствие людей в рабочей

зоне крепи в момент передвижки. Данное условие изначально требует ориентироваться при разработке системы управления на дистанционное управление с визуальным контролем.

Фазы передвижки и установки крепи является сложными процессами, проходящими в недетерминированных условиях [6]. Множество случайных факторов могут привести к неправильной установке, шагающей крепи, что, соответственно, может создать аварийную ситуацию. Из этого следует, что система управления шагающей крепью должна основным рабочим режимом при дистанционном управлении иметь режим частичной автоматизации передвижки. Следовательно, алгоритм процесса передвижки должен быть разбит на 5-8 частей, каждая из которых выполняется в автоматическом режиме, но ее запуск инициализируется оператором управления с дистанционного пульта управления. Обязательным является отображение параметров крепи на дистанционном пульте управления после выполнения каждой автоматизированной операции. Важно разработать интуитивно понятный и наглядный интерфейс отображения параметров крепи на ограниченном по размеру и разрешению экране дистанционного пульта управления. В описанном выше режиме работы оператор шагающей крепи, находящийся рядом, выполняет функцию контролера, проверяя выполнение каждого из этапов алгоритма и подтверждая возможность начала выполнения следующего этапа.

Дальнейшее развитие проекта предусматривает полное исключение оператора с места проведения работ, и перевод системы управления шагающей крепи в полностью автономный режим работы с возможностью дистанционного контроля работы крепи при помощи средств телеуправления, что соответствует направлению по развитию безлюдных технологий [8]. Автономная система управления шагающей крепью будет являться развитием системы дистанционного управления, сохраняя ее алгоритм работы. Главным отличием станет автоматизированный контроль за выполнением каждого из этапов алгоритма передвижки шагающей крепи. Фактически, система будет сама за собой проверять правильность положения крепи после выполнения каждого из этапов алгоритма и производить коррекцию положения, если это будет необходимо. При достижении оптимальных параметров после выполнения заданного этапа алгоритма система управления приступит к реализации следующего этапа. При реализации данного типа управления важным является предусмотреть достаточный объем данных телеметрии и данных, необходимых для визуализации положения крепи в забое, которые позволят с удаленного операторского пульта точно оценить правильность действий, выполняемых системой автоматики [3]. Оператор должен получать телеметрию в реальном времени о наклоне крепи в продольной и поперечной плоскости, распределении нагрузок по несущим поверхностям, вылете и давлении в каждом из гидроцилиндров. Особо следует предусмотреть возможность для удаленного оператора производить визуальную оценку рабочего пространства, в котором находится крепь, и ее состояния. Специфические условия рабочего пространства (запыленность, плохая освещенность), требуют совершенно иных подходов для формирования визуального ряда, что сейчас используется в системах с телеуправлением. Например, обычная двухмерная видеосъемка не дает полной информации удаленному оператору о точном расстоянии до объектов и глубине перспективы, что может быть критически важным при необходимости ручной корректировки положения крепи в случае возникновения внезапных препятствий на пути следования. Так же трехмерная картинка позволяет более точно оценивать положение гидравлических шлангов и опорных конструкций крепи. На данный момент рассматривается комбинированная система передачи видеоизображения с применением трехмерных камер высокой четкости и лазерных трехмерных сканеров. Предполагается одновременное использование картинки с нескольких источников с применением компьютерной постобработки для получения адекватного трехмерного изображения исследуемого оператором участка. Удаленный пульт управления планируется полностью реализовать с использованием средств отображения иммерсивной реальности, перенеся все приборы контроля и элементы управления в виртуальное трехмерное пространство. Такой подход позволит создавать рабочее место оператора в любой точке шахтного комплекса, где есть подключение к локальной сети и электроэнергия. Использование средств отображения иммерсивной реальности так же позволяет реализовать все преимущества от использования трехмерных камер и постобработанной картинки с элементами трехмерного сканирования, выводя перед оператором трехмерное видеоизображение, совмещенное с телеметрией и элементами управления. Реализация в металле проекта шагающей крепи, оснащенной разрабатываемой системой дистанционного и автономного управления даст значительный толчок многим отраслям науки и техники и позволит изменить общий подход к проектированию современных диспетчерских пунктов и пультов управления.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 19-35-90075\19.

Литература

1. Kizilov S. A., Nikitenko M. S., Neogi B. Concept of mobile operator position based on neurocomputer interface and augmented reality //Materials Science and Engineering Conference Series. – 2018. – Т. 354. – №. 1. – С. 012016.
2. Klishin V. I., Malakhov Y. V. Development and substantiation of parameters of multifunctional mobile roof support //IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – IOP Publishing, 2019. – Т. 377. – №. 1. – С. 012015.
3. Кизиллов С. А., Никитенко М. С. Разработка концепции создания мобильного места оператора для горнодобывающей промышленности на основе совмещения технологий нейрокомпьютерного интерфейса и дополненной реальности //Системы автоматизации в образовании, науке и производстве. – 2017. – С. 47-50.
4. Клишин В. И., Малахов Ю. В. Разработка и обоснование параметров многофункциональной шагающей крепи //Наукоемкие технологии разработки и использования минеральных ресурсов. – 2019. – №. 5. – С. 125-131.
5. Малахов Ю. В. Реализация технических решений по роботизации в горнодобывающей отрасли //Системы автоматизации в образовании, науке и производстве. – 2017. – С. 264-269.
6. Никитенко М. С., Кизиллов С. А. Техничко-технологические платформы для создания роботизированных комплексов по разработке мощных пластовых месторождений //Наукоемкие технологии разработки и использования минеральных ресурсов. – 2019. – №. 5. – С. 257-263.
7. Никитенко С. М., Гоосен Е. В. Государственно-частное партнерство в недропользовании: новые возможности для ТЭК России //Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2017. – №. 1. – С. 27-32.

8. Распоряжение Правительства РФ от 24 июня 2014 г. N 1099-р «Программы развития угольной промышленности России на период до 2030 года».

СРАВНЕНИЕ МЕТОДОВ РЕГУЛИРОВАНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ПОРШНЕВЫХ КОМПРЕССОРНЫХ УСТАНОВОК

А.М. Кириллов

Научный руководитель - доцент Г.Р. Зиякаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В данной статье рассматриваются современные технологии управления производительностью поршневых компрессорных установок. Произведено сравнение наиболее распространённых в настоящее время методов регулирования производительности: рециркуляция (байпасная линия), дросселирование на всасывании, контроль оборотов двигателя поршневого компрессора (регулирование скорости), регулирование мертвого пространства, разгрузка всасывающего клапана [1]. Сделаны выводы о эффективности каждого метода и выбран наиболее эффективный и экономичный метод регулирования.

Введение

Поршневые компрессоры играют важную роль в химических, нефтехимических, газовых и общепромышленных процессах. В отличие от центробежных, поршневые компрессоры не могут самостоятельно регулировать свою производительность в зависимости от заданного давления нагнетания, поршневые компрессоры будут компримировать газ до тех пор, пока не будет достигнута аварийная уставка по давлению нагнетания [2]. Однако существуют такие технологические процессы, в которых недопустимо отклонение выходных параметров от заданных. Таким образом, методы управления производительностью компрессора используются для поддержания требуемой производительности при переменных условиях [3].

Методы регулирования производительности

Рециркуляция.

Один из самых простых методов управления производительностью это рециркуляция или байпасная линия. Чтобы уменьшить поток газа в процесс компримирования, оператор с пульта управления открывает перепускную линию через какой-либо тип регулирующего клапана и отводит избыточный поток газа обратно на всасывание компрессора. Эта схема управления крайне неэффективна, так как обратный поток газа повторно сжимается, и работа сжатия полностью теряется. Еще одним минусом данного метода является многократная подача лубрикативного масла в компрессор из-за чего происходит загрязнение компрессора использованным маслом. В результате этот метод регулирования используется крайне редко. Этот способ управления не вносит никаких изменений в рабочий процесс поршневого компрессора.

Дросселирование на всасывании.

Давление всасывания газа снижается дросселированием регулирующего клапана на входе в компрессор. При более низком давлении плотность газа будет уменьшаться, таким образом помогая уменьшить массовый поток. Как правило, давление всасывания газа регулируется в зависимости от давления нагнетания или расхода. Предполагается, что процесс дросселирования является изохорическим и температура газа определяется уравнением состояния. Дросселирование всасывания перемещает характеристическую кривую p - V влево, что указывает на более низкую объемную эффективность, следовательно, меньший расход. Поскольку давление всасывания уменьшается, а давление нагнетания остается постоянным степень сжатия увеличивается [4]. Это вызывает более высокие температуры нагнетания.

Контроль скорости.

Двигатели с инверторным приводом позволяют согласовать мощность с нагрузкой путем регулирования скорости двигателя компрессора. Этот метод широко используется для систем охлаждения и кондиционирования. Тем не менее, он редко используется в технологии компримирования газа из-за большой стоимости и проблем с надежностью в габаритных двигателях. Масса газа, поступающего в компрессор во время одного такта всасывания, практически одинакова для разных скоростей вращения двигателя. Таким образом, массовый расход газа приблизительно пропорционален скорости вращения. Эмпирически доказано что скорость вращения влияет на движение клапанов и незначительно ухудшает их состояния из-за работы в не номинальных рабочих условиях.

Регулирование мертвого пространства в поршневых компрессорах.

В последнее время регулятор производительности переменного объема с гидравлическим или ручным управлением вместо фиксированных ступеней оснащается все большим количеством поршневых компрессоров. По мере увеличения зазора эффективный объем всасывания уменьшается, тем самым уменьшая количество потока газа для обработки. Время открытия как всасывающего, так и нагнетательного клапана также уменьшается. Следует отметить, что объемная эффективность влияет и на степень сжатия. Для примера, когда объемный коэффициент зазора равен 0,8 для степени сжатия 2,0, скорость потока составляет только 45% от номинальной. Таким образом, регулировка компрессора методом изменения мертвого пространства неэффективна и бесполезна при низких коэффициентах сжатия.

Разгрузка всасывающего клапана.

В этом случае всасывающие клапаны ступеней работающего компрессора удерживаются открытыми с помощью специальной автоматической системы, и поэтому газ, подаваемый в цилиндр, будет на ходу сжатия и нагнетания выбрасываться в полость всасывания. Газ в нагнетательную линию не подается — холостой ход поршневого компрессора (регулирование прерывистое). Частичный отжим клапанов сопряжен со значительными

потерями энергии вследствие дросселирования. Существенный недостаток способа — дополнительное воздействие на пластины ускоряет их износ и уменьшает срок их службы.

Сравнение эффективности различных методов регулирования производительности

На рисунке 1 показана взаимосвязь между работой вала (безразмерная) и расходом (безразмерный) для различных методов контроля производительности. Работа вала почти линейна по отношению к расходу для всех методов за исключением дросселирования на всасывании. Контроль скорости наиболее эффективен. Работа вала при использовании метода разгрузки всасывающего клапана практически близка к методу регулирования мертвого пространства. Работа вала при использовании дроссельной заслонки на всасывании даже больше, чем номинальная при номинальном расходе от 60% до 100%.

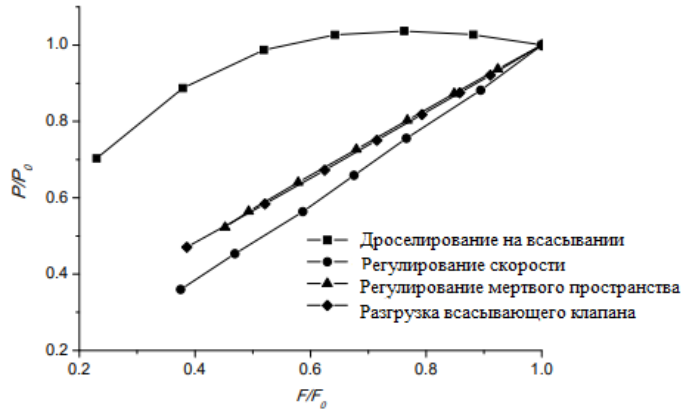


Рис. 1 Сравнение различных методов регулировки производительности

Механическая эффективность (безразмерная) и расход (безразмерный) для различных методов регулирования производительности представлены на рисунке 2. Механическая эффективность увеличивается с уменьшением скорости вращения и соответственно расхода и составляет более 1, что связано с уменьшением потерь на трение. Механическая эффективность для остальных трех систем регулирования производительности меньше 1, так как изэнтропийная эффективность процесса сжатия уменьшается, что обусловлено увеличением объемной эффективности. Аналогично рисунку 1, механическая эффективность как для метода разгрузки всасывающего клапана, так и для метода регулирования мертвого пространства показывает одинаковое поведение [5].

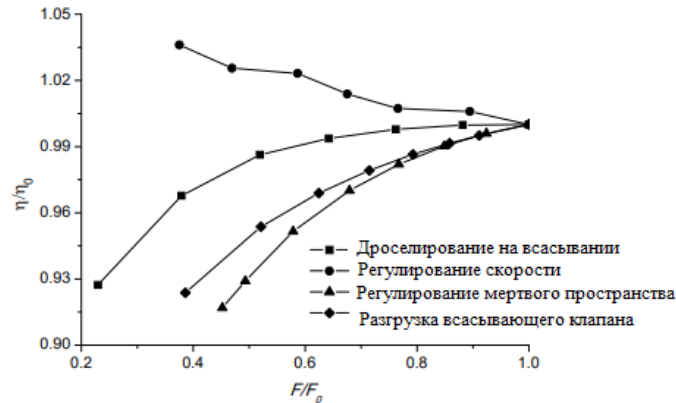


Рис. 2 Сравнение механической эффективности для разных методов регулирования производительности

Заключение

Рассмотрены различные методы управления производительностью, а также произведено сравнение эффективности этих методов. Регулирование скоростью двигателя является наиболее эффективным, и его механическая эффективность увеличивается с уменьшением расхода. Поведение графиков разгрузки всасывающего клапана и регулировки мертвого пространства для работы вала и механической эффективности аналогичны друг другу.

Литература

1. Биттнер Э., Семерка Б., Бичевой Р. лет лидеру поршневого компрессоростроения //Компрессорная техника и пневматика. – 2006. – №. 4. – С. 12.
2. Иванов В.А. Энергосбережение в производстве сжатого воздуха. // Кординатор Инноваций, 2003г.-№11
3. Кузнецов Ю. В., Кузнецов М. Ю., Березий А. А. Сжатый воздух. – 2012.
4. Френкель М. И. Поршневые компрессоры //Л.: Машиностроение. – 1969. – Т. 744.
5. Bloch H. P. A practical guide to compressor technology. – John Wiley & Sons, 2006.

БАЛАНСИРОВКА РОТОРА В СОБСТВЕННЫХ ОПОРАХ С ПОМОЩЬЮ МОБИЛЬНОГО ТЕЛЕФОНА

В.П. Кириллов, Т.А. Михеев

Научный руководитель - доцент Г.Р. Зиякаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Актуальность.

Вибрации, возникающие при дисбалансе ротора, создают дополнительные нагрузки на детали, увеличивают их износ, снижают срок службы изделий. Разрушение опор является следствием влияния высокого уровня вибрации. Поэтому, балансировка роторов — актуальная проблема современного машиностроения.

Цель работы.

Изучение метода амплитуд для динамической балансировки ротора и проверка его работы с помощью мобильного телефона.

Методика амплитуд заключается в том, что окружность ротора в плоскости коррекции делят на восемь равных частей. В точке 1 прикрепляют пробный груз $m_{пр}$ на радиусе r_k и на постоянной частоте вращения ротора измеряют амплитуду колебаний опоры U_1 (рис. 1, а). Переставляя пробный груз на том же радиусе на 45° , снова измеряют амплитуду колебаний опоры U_2 . Измерения повторяют при различных положениях пробного груза, пока не будет обойдена вся окружность ротора. В результате получаем восемь значений амплитуд колебаний опоры U_1, U_2, U_8 . [1].

В масштабе строят график в координатах мест установки пробного груза и амплитуд колебаний опоры (рис. 1, б). Верхняя точка полученной кривой U_{\max} указывает на тяжелое место — угол начального дисбаланса относительно 1-й точки, нанесенной на роторе, а нижняя точка кривой U_{\min} указывает на легкое место [1].

Максимальная амплитуда колебаний опоры U_{\max} пропорциональна сумме начального дисбаланса и дисбаланса, создаваемого пробной массой, а минимальная амплитуда колебаний опоры пропорциональна разности этих дисбалансов, откуда корректирующая масса:

$$m_k = m_{пр} \times \frac{U_{\max} - U_{\min}}{U_{\max} + U_{\min}} \quad (1)$$

Массу пробного груза берут не менее 50% от предполагаемой неуравновешенной массы ротора.

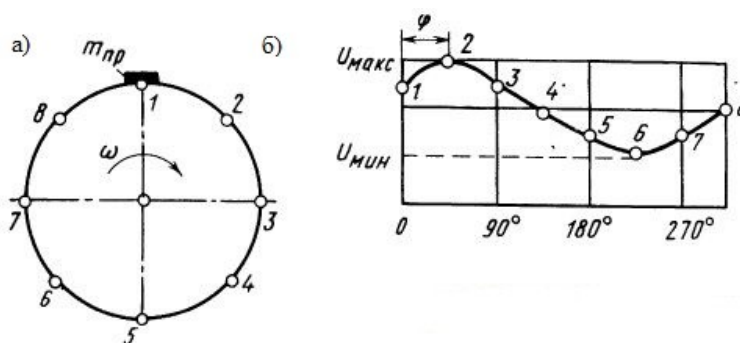


Рис. 1. Определение дисбаланса методом амплитуд

По данному методу сделаны замеры с помощью приложения на мобильном телефоне. Ротор надежно закрепили с помощью струбцины, а телефон положили сбоку на поверхность установки, предварительно подложив вспененный полиэтилен (рис. 2).



Рис.2. Экспериментальная установка

Для начала был замерен уровень вибрации без балансировки, который составил $0,13 \text{ м/с}^2$. Далее помещая в каждую точку пробный груз весом $0,4 \text{ г}$. определили уровень вибрации для нахождения тяжелой точки. Результаты представлены в таблице 1.

Таблица 1

Результаты измерения

| | | | | | | | | |
|------------------------------|------|-----|------|------|------|------|------|------|
| Точка, ° | 0 | 45 | 90 | 135 | 180 | 225 | 270 | 315 |
| Вибрация U, м/с ² | 0,08 | 0,1 | 0,17 | 0,25 | 0,23 | 0,17 | 0,16 | 0,12 |

По полученным данным строим график (рис. 3), видно, что точка 1 является тяжелым местом ротора, а точка 4 легким.

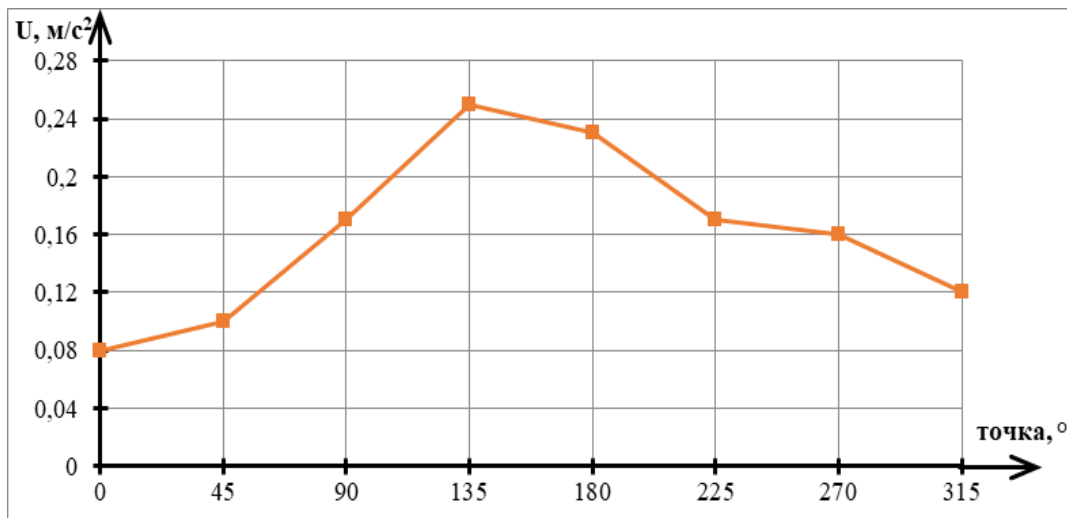


Рис.3. График амплитуд колебаний

Рассчитываем корректирующую массу ротора:

$$m_k = 0,4 \times \frac{0,25 - 0,08}{0,25 + 0,08} = 0,21 > 0,5 \times m_{пр} \quad (2)$$

Закрепляем груз с корректирующей массой в легкой точке для балансировки ротора, замеряем и получаем $0,09 \text{ м/с}^2$, что меньше, чем до балансировки.

Вывод.

Был изучен метод амплитуд для динамической балансировки ротора. В результате балансировки с помощью мобильного телефона уровень вибрации уменьшился, что доказывает его работоспособность и возможность применения в «полевых условиях».

Литература

1. Левит М. Е., Рыженков В. М. Балансировка деталей и узлов //М.: Машиностроение. – 1986. – Т. 248.

УВЕЛИЧЕНИЕ СРОКА СЛУЖБЫ ПЕРЕКЛЮЧАТЕЛЯ СКВАЖИН МНОГОХОДОВОГО

В.А. Климов

Научный руководитель - доцент Ф.А. Симанкин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Корпус ПСМ с точки зрения износостойкости подвергается гидроабразивному и коррозионному изнашиванию. Гидроабразивное изнашивание возникает вследствие действия частичек разрушенной породы, выносимых из глубины скважины сильным скоростным потоком нефти. Коррозионное изнашивание проявляется из-за присутствия попутного нефтяного газа, а также кислорода в узле трения, происходит химическая реакция, оказывающая непосредственно негативное влияние на металл [1].

В данном проекте были проведены испытания опытных образцов корпусов ПСМ с антикоррозионным покрытием. Работы проходили в три этапа.

Первый этап – подготовительный. Включал в себя изготовление корпусов ПСМ, приварку дистанционных патрубков, нанесение внутреннего антикоррозионного покрытия, укомплектование корпусов запчастями.

Нанесение внутреннего антикоррозионного покрытия разбивается в свою очередь на несколько этапов:

1. Термическая обработка. Корпус ПСМ подвергается термической очистке при температуре $+400 \pm 1^\circ\text{C}$. Время очистки зависит от характеристики обрабатываемой поверхности. После проведения термической очистки корпус выводится из печи термической очистки, и охлаждается до температуры окружающей среды.

2. Абразивоструйная обработка. Абразивоструйная очистка производится давлением воздуха на абразивный материал. Перемещение абразивного материала к внутренней поверхности труб осуществляется шестью штангами с установленными на концах штанг сопельными форсунками. По окончании абразивной очистки производится продувка обрабатываемой поверхности сжатым воздухом. После продувке корпус ПСМ отправляется на участок видеоинспекции и подвергается тщательному контролю.

3. Нанесение антикоррозионного покрытия. После проведения видеоинспекции, корпус направляется на установку нанесения антикоррозионного покрытия. Интервал времени между окончанием абразивной очистки внутренней поверхности труб и началом нанесения антикоррозионного покрытия не должен превышать 6 часов при влажности воздуха до 80 % в соответствии с ТУ 1390-001-59779622-2015. Нанесение антикоррозионного покрытия производится путем распыления его ручной пульверизатор. Рабочее давление воздуха на установке до 0,5 МПа. Наносится внутреннее антикоррозионное покрытие с заданной толщиной сухой пленки 25 мкм в пределах диапазона допустимых значений 8-38 мкм. Визуально после нанесения антикоррозионного покрытия внутренняя поверхность корпуса должна иметь равномерную окраску красного оттенка, профиль шероховатости должен просматриваться сквозь пленку мокрого слоя.

4. Удаление паров растворителя.

На участке вентиляции из мокрой плёнки антикоррозионного покрытия удаляются пары растворителей. Корпус проходит через воздухохоронники, выводящие пары растворителей через устройство очистки за пределы цеха по нанесению внутреннего антикоррозионного покрытия. Корпус по прохождении участка вентиляции перемещается в печь предварительного нагрева, где нагревается от $+160$ до $+190$.

5. Нанесение порошковой краски ТК-70.

Нанесение порошковой краски производится ручным распылительным пульверизатором, после чего излишки краски удаляются системой фильтрации. С помощью ручных фонарей оператор контролирует качество нанесения порошкового покрытия (гладкость, отсутствие видимых дефектов, таких как напылов, потеков, непрокрасов).

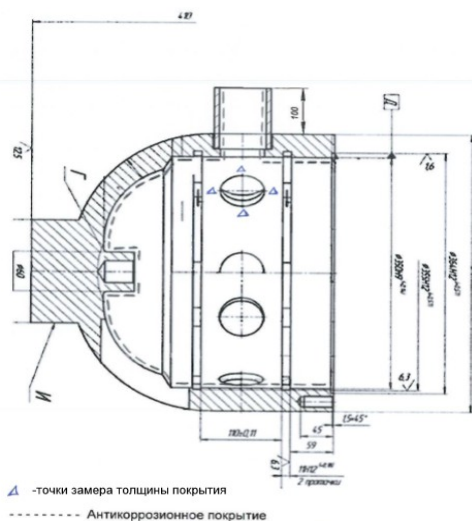


Рис.1 Чертеж переключателя скважин многоходового

6. Полимеризация.

После нанесения порошковой краски корпус ПСМ транспортируется в печь полимеризации при температуре от +180 до +240°C при нахождении в печи 30 мин. Далее корпус ПСМ охлаждается и отправляется на финальный осмотр.

Вторым этапом стал подбор места для проведения испытаний, монтаж опытных образцов ПСМ.

Подбор кустов и скважин для проведения испытаний осуществлялся с учетом наличия максимально агрессивной коррозионной и абразивной перекачиваемой среды. Местом проведения испытаний были выбраны кусты скважин 315Б и 318 Савуйского месторождения.

Таблица 1

| Цех | Куст | Qж,м3/сут | Qн,т/сут | Обводненность,% | Т°С жидкости |
|--------|------|-----------|----------|-----------------|-----------------|
| ЦДНГ-1 | 327 | 302,6 | 17,51 | 93,5 | 10-17 |
| ЦДНГ-1 | 318 | 769,2 | 22,33 | 96,7 | 10-17 |

Монтаж опытных корпусов ПСМ осуществлялся силами БПО НГДУ «Комсомольскнефть».

Третий этап. Мониторинг функционирования опытных образцов.

Комиссией 13.09.2017 в АГЗУ куста №318 и №327 КЦДНГ-1 Савуйского месторождения НГДУ «Комсомольскнефть» был проведен визуальный измерительный контроль антикоррозионного покрытия ПСМ, изготовленного в ЦБПО БНО с антикоррозионным покрытием, нанесенным силами управления «Сургутнефтепромхим». Следы износа металла в конструкции ПСМ: канавках, местах соединений с трубами, местах сварки – отсутствовали. Антикоррозионное покрытие располагалось равномерно, без следов износа и истирания, без шелушения и отслаивания.



Рис.2 Образец №318 после испытаний

На внутренней поверхности корпуса ПСМ установленного на кусту №318, в местах между входными отверстиями, отмечено наличие царапин и задигов механического характера. Вероятная причина возникновения – результат монтажа внутреннего механизма.

Литература

1. Дейк Л. П. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – 2009.
2. Молчанов, А. Г. Машины и оборудование для добычи нефти и газа. Учебник // Изд. дом Альянс, 2010. – 586 с.
3. Северинова, Л. Н. Повышение эффективности защиты от коррозии газопроводов. Ухта, 2010. – 23 с.
4. Федосов Н. Л. Антикоррозионная защита металлов Иваново. – 2009.

ДОБЫЧА ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ. РУДНЫХ И НЕРУДНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

П.И. Кожевникова, К.С. Карапетян

Научный руководитель - доцент И.Г. Никифорова

Кузбасский государственный технический университет г. Прокопьевск, Россия

Полезные ископаемые - горные породы и полезные ископаемые, которые используются или могут быть использованы в народном хозяйстве. В одном случае подчеркивается их физическое состояние и выделяются следующие типы:

- газовые (горючие газы, гелий, метан);
- твердые (различные руды, уголь, мрамор, гранит, соли);
- жидкие (нефть, минеральные воды).

Наиболее распространенными способами добычи природных ресурсов являются:

1. геотехнологический метод или скважинный метод,
2. комбинированный метод или метод открытых подземных работ,
3. открытый метод или метод карьеры,
4. закрытый метод или подземный, или шахтный метод,
5. метод драже.

Все эти способы имеют как свои преимущества, так и недостатки; следовательно, технология открытых горных работ предполагает создание глубоких карьеров в местах разработки и добычи природных ресурсов в виде крупных карьеров или разрезов, размеры которых зависят от относительно небольшой глубины и длины, а также от мощности пласты ископаемых месторождений. Преимущество этого метода извлечения заключается в его относительной дешевизне, высочайшей производительности и трудоемкости, безопасных условиях труда, а недостатками являются большое снижение качества сырья из-за содержания в нем большого количества породы, отрицательных последствия по отношению к окружающей среде.

Таким образом, натуральное строительное и промышленное сырье, такое как -

- цинк и железо
- торф и уголь,
- известняк и мел,
- хром и марганец,
- песок и глина,
- олово и вольфрам,
- молибден и никель,
- медь и свинец.

В другом случае за основу берется их использование, вследствие чего выделяются ископаемые:

1. Нерудные (неметаллические и негорючие полезные ископаемые: песок, гравий, глина, мел, известняк, различные соли.
2. Рудные (руды горных пород, включающие металлические полезные компоненты и неметаллические (графит, асбест);

Обычно магма проникает во время активных тектонических движений, следовательно, рудные минералы связаны со сложенными регионами.

Есть несколько способов добычи полезных ископаемых. Во-первых, это открытый метод, при котором камни добываются в карьерах. Это экономически выгоднее, так как способствует удешевлению продукта. Однако заброшенный карьер может стать причиной образования широкой сети оврагов. Самый дешевый способ добычи нефти - это фонтан, когда нефть поднимается через скважину под давлением нефтяных газов. Насосный метод добычи также широко распространен.

Существуют особые способы добычи. Они называются геотехнологическими. С их помощью руда добывается из недр земли. Это делается путем закачивания горячей воды, растворов в пласты, содержащие необходимые минералы. Другие скважины откачивают полученный раствор и отделяют ценный компонент. Спрос на полезные ископаемые постоянно растет, добыча минерального сырья увеличивается, но полезные ископаемые являются исчерпаемыми природными ресурсами, поэтому необходимо расходовать их более экономно и в полном объеме. Есть несколько способов сделать это: уменьшить потери полезных ископаемых при их добыче; более полное извлечение всех полезных компонентов из породы; комплексное использование полезных ископаемых; поиск новых, более перспективных месторождений. Таким образом, основным направлением использования полезных ископаемых в ближайшие годы должно быть не увеличение объемов их добычи, а более рациональное использование. В современном поиске полезных ископаемых необходимо использовать не только новейшие технологии и чувствительные инструменты, но и научный прогноз для поиска месторождений, который помогает целенаправленно и научно проводить разведку полезных ископаемых. Благодаря таким методам месторождения алмазов были сначала научно предсказаны, а затем обнаружены в Якутии. Научный прогноз основан на знании взаимосвязей геологического строения и условий образования полезных ископаемых.

Месторождения рудных и нерудных месторождений характеризуются различными формами рудных тел: формации, пастообразные месторождения, запасы, линзы, жилы и т. д. Толщина рудных тел варьируется от нескольких см (месторождения редких металлов и золота) до десятков и сотни метров (железорудные месторождения). Такое разнообразие геологических условий, а также физических свойств горных пород определяет технологию разработки, в частности технику разрушения (отделение минералов от массива с дроблением на куски заданного размера), доставку, выпуск, крепление и техническое обслуживание отработанного пространства.

Истощение полезных ископаемых и возможное решение проблемы. Минеральные ресурсы обеспечивают потребности человечества в различных сферах экономической деятельности: строительстве, металлургии, химической промышленности, сельском хозяйстве и т. д. Минералы имеют ряд общих черт: они не возобновляются. Скорость этого процесса настолько мала, что современное поколение не может рассчитывать на пополнение запасов полезных ископаемых. По мере разработки месторождений запасы полезных ископаемых истощаются. Минеральные ресурсы распределены в земной коре неравномерно, при условии соблюдения определенных законов. Добытые полезные ископаемые можно транспортировать на любое расстояние. Это позволяет нам решить проблему нехватки сырья в любом регионе, закупая его в других регионах. Увеличение запасов полезных ископаемых связано с открытием и освоением новых месторождений. Правда, это не может продолжаться бесконечно.

Эти черты определяют и характер проблем, связанных с использованием минеральных ресурсов. В самом деле, независимо от ресурсообеспеченности все минеральные ресурсы рано или поздно закончатся в силу своей исчерпаемости и невозобновимости. И с этим ничего поделать нельзя. Однако можно снять остроту проблемы, отодвинув момент полного исчерпания какого-либо полезного ископаемого на столетия, а то и тысячелетия. Для этого существует целый комплекс мер, о которых мы поговорим чуть позже.

Рекордная добыча и экспорт угля, рост производства продукции нефтегазохимии, высокие разведанные запасы нефти, лидерство по запасам природного газа.

Таблица 1

Крупнейшие производители угля в мире, млн. т.

| № | Наименование | 2015 г. | 2016 г. | 2017 г. |
|-------|---------------|---------|---------|---------|
| 1 | Китай | 3563,2 | 3276 | 3376,1 |
| 2 | Индия | 683,1 | 711,7 | 729,8 |
| 3 | США | 813,7 | 660,8 | 702,3 |
| 4 | Австралия | 512,4 | 500,3 | 500,1 |
| 5 | Индонезия | 454,8 | 463,5 | 487,6 |
| 6 | Россия | 351,7 | 366,3 | 387,2 |
| 7 | ЮАР | 255,4 | 255,3 | 257,1 |
| 8 | Германия | 184,7 | 175,6 | 175,1 |
| 9 | Польша | 135,8 | 131,0 | 127,0 |
| 10 | Казахстан | 107,3 | 103,1 | 106,0 |
| | Прочие страны | 668,9 | 688,4 | 699,5 |
| | Мир в целом | 7731,0 | 7324,2 | 7548,8 |
| Всего | | 7324,2 | 7548,8 | 7731,0 |

На основании данной таблицы можно сделать вывод, что Китай является крупнейшим производителем угля в мире, Индия же занимает второе место, и разница в 2017 составляет 2646,3 млн.т. Россия же занимает 6 место в списке крупнейших производителей и разница с Китаем составляет 2988,9 млн.т. Уверенное развитие угольной добычи укрепило позиции России как 6-го крупнейшего мирового производителя (с долей в 5,3%). По данным таможенной статистики, объемы экспорта угля из России в 2018 году увеличились на 10,6% до 210,3 млн. т; в стоимостном выражении прирост составил 26,1% и достиг 17,6 млрд долл. Казахстан находится на последнем месте по производству угля и составляет в 2015 году наибольшее значение 107,3.

Ключевые направления экспортных поставок российского угля не изменились и по итогам года возросли практически по всем из них, за исключением Великобритании, активно сокращающей объемы угольной генерации, и Турции, на рынке которой усилились позиции колумбийского угля.

ЛИТЕРАТУРА

1. Алексеенко В. А. Геохимические методы поисков месторождений полезных ископаемых. Учебник / В.А. Алексеенко В.А. - Москва: Мир, 2015. - 360 с.
2. Архипов, Ю.В. Геология СССР. Том XVIII. Якутская АССР. Полезные ископаемые / Ю.В. Архипов. - Москва: Огни, 2016. - 416 с.
3. Старостин, В. И. Геология полезных ископаемых / В.И. Старостин, П.А. Игнатов. - М.: Мир, Академический Проект, 2017. - 512 с.

КОНСТРУКЦИИ ДЛЯ ОРБИТАЛЬНОГО ПЕРЕМЕЩЕНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ

С.И. Колесников

Научный руководитель - доцент Ф.А. Симанкин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В статье производится обзор решений на основе которых возможно осуществить орбитальное перемещение радиографического оборудование по внешней части сварного шва трубопровода.

Одним из распространённых вариантов в нефтегазовой сфере является цепной механизм, применяемый для перемещения трубрезной машины типа «Волжанка» (рис.1) [5].



Рис. 1 Волжанка

К преимуществам можно отнести простоту и надежность конструкции. Однако в связи с тем, что площадкой перемещения является поверхность трубопровода необходима очистка поверхности. В связи с большой массой для проведения работ необходимо применять грузоподъемные механизмы, а также оборудование для подачи трехфазного переменного тока, что снижает автономность и повышает необходимые требования к квалификации персонала.

Еще одним вариантом исполнения является тележка орбитального перемещение на магнитных колесах. На рынке представлены аппараты «WeldROVER» производства компании Olympus [2,4].

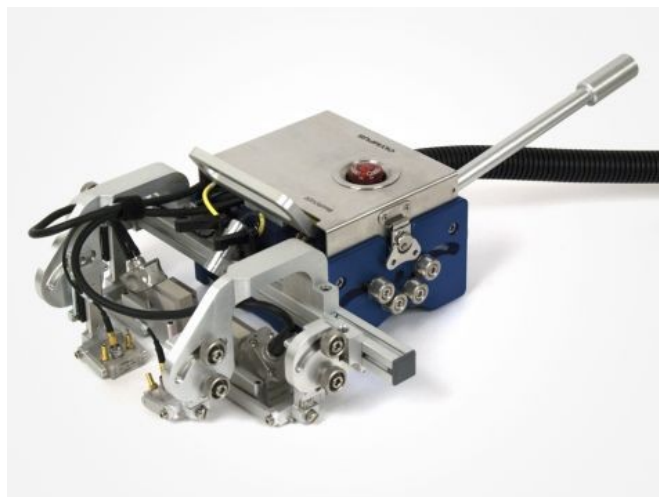


Рис. 2 Тележка с устройством автономного орбитального перемещение на магнитных колесах

К основным особенностям можно отнести высокие требования к подготовке поверхности трубопровода, необходимость в бесперебойности питания, ферромагнитность материала поверхности перемещения, а также необходимость в визуальном контроле оператора и корректировки положения при необходимости. Грузоподъемность каретки равно 29 килограммам. К преимуществам можно отнести высокую мобильность, а также невысокое время, затрачиваемое на подготовку. В отличие от «волжанки» не требуется специальная квалификация персонала. Так как аппарат не имеет жесткой связи с трубопроводом при перебоях питания происходит отключение электромагнитов, что приводит к необходимости повторного производства работ.

При необходимости точного перемещения по окружности трубопровода существует вариант исполнения поверхности перемещения в виде направляющего пояса (рис. 3), закрепленного на небольшом расстоянии от внешней поверхности трубопровода по шаблону. Привод осуществляется с помощью роликов, имеющие фрикционное зацепление с боковой гранью пояса. Недостатком данной конструкции является большой износ приводных роликов, необходимость в применении точных шаблонов. К преимуществам можно отнести точное позиционирование оборудования, отсутствие необходимости в тщательные подготовки поверхности, удержание позиции без источника тока, что дает возможность использовать аккумуляторный источник питания с заменой при разряде без прерывания производства работы. В данный момент поясной вариант исполнения перемещения применяется для сварочных головок компании «CRC-EVANS» по сварному шву [1,3].



Рис. 3 Тележка, закрепленная на направляющем поясе

Таблица 1

Основные характеристики аппаратов

| | CRC-EVANS | WeldROVER | Волжанка |
|-------------------------------|-----------------|-----------------|------------------|
| Масса, кг | 16 | 13 | 95 |
| Длина x высота x ширина, мм | 240 x 340 x 300 | 430 x 340 x 175 | 500 x 600 x 1400 |
| Необходимое напряжение, вольт | 24 | 24 | 380 |
| Удерживающий механизм | Ролики, пояс. | Электромагниты | Цепь |

Выводы:

В ходе анализа представленных на рынке агрегатов, позволяющего производить орбитальное перемещение диагностического оборудования выбран для дальнейшего исследования вариант каретки закрепленной на поясе вследствие возможности исполнения с повышенной автономностью. Известными недостатками в данный момент являются большой износ приводных роликов. Дальнейшее направление исследования включает в себя подбор механизма, материалов, конструкции приводных роликов для реализации каретки с высокими потребительскими качествами, а именно: точностью перемещения, автономностью, транспортабельностью, ремонтпригодностью и износостойкостью.

Литература

1. Орбитальный держатель [Электронный ресурс] // [сайт]. URL:<https://findpatent.ru/patent/244/2441738.html> (дата обращения: 01.11.2019);
2. Руководство для учащихся по изучению программного обеспечения SolidWorks [Электронный ресурс] // Учебное пособие: [сайт]. URL:https://www.solidworks.com/sw/docs/Student_WB_2011_RUS.pdf (дата обращения: 01.11.2019);
3. Системы автоматической сварки компании CRC-EVANS [Электронный ресурс] // [сайт]. URL:<http://www.arguslimited.com.ua/catalogue/Sistemyi-avtomaticheskoy-svarki-kompanii-CRC-EVANS-19> (дата обращения: 01.11.2019);
4. Сканирующий аппарат «weldrover» [Электронный ресурс] // [сайт]. URL:<https://www.olympus-ims.com/ru/scanners/weldrover/> (дата обращения: 01.11.2019);
5. Сканирующий дефектоскоп [Электронный ресурс] // [сайт]. URL:<http://www.freepatent.ru/patents/2402760> (дата обращения: 01.11.2019);
6. Труборезная машина «Волжанка» [Электронный ресурс] // [сайт]. URL:<http://totaltorg.ru/index/0-118> (дата обращения: 01.06.2019);

ОЦЕНКА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ РОЛИКА КАРЕТКИ ОРБИТАЛЬНОГО ПЕРЕМЕЩЕНИЯ

С.И. Колесников

Научный руководитель - доцент Ф.А. Симанкин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В статье производится расчет модели ролика каретки орбитального перемещения диагностического оборудования в напряженно-деформированном состоянии, созданной на основе прототипа, под действием статических нагрузок с целью анализа и устранения напряженных областей ролика для улучшения потребительских качеств во время будущей эксплуатации.

Введение

Нефтегазовая промышленность – базовая отрасль Российской экономики. По мере развития нефтяной промышленности возросла потребность в транспорте больших объемов нефти и продуктов. Магистральные трубопроводы имеют большое значение в транспорте нефти и других углеводородов в различных климатических условиях. Вопрос экологической безопасности производства транспорта углеводородов во многом зависит от качества сварных соединений трубопровода. На этапах сооружения крайне важно произвести качественную диагностику сварных соединений. Один из современных способов реализуется на основе каретки орбитального перемещения диагностического оборудования [3,5].

Экономический ущерб предприятия от аварий с разливом нефти включает не только дополнительные затраты на покупку продукта для его восполнения, но и затраты, связанные с рекультивации загрязненных земель. Как известно с практической точки зрения, транспорт нефти является сложнейшей производственной задачей, включающее создание условий для долгосрочной безаварийной эксплуатации трубопровода. В настоящее время особое внимание уделяется первичной качественной диагностики для предупреждения возможных аварий.

Одной из важнейших характеристик современного диагностического оборудования является мобильность и автономность, которая в большей степени зависит от веса конструкции. Расчет напряженно-деформированного состояния позволяет выявить места повышенной и минимальной напряженности, что позволяет на этапе проектирования произвести уменьшение веса без потери надежности.

Проведем расчет напряженно-деформированного состояния ролика каретки с помощью программного комплекса ANSYS [1].

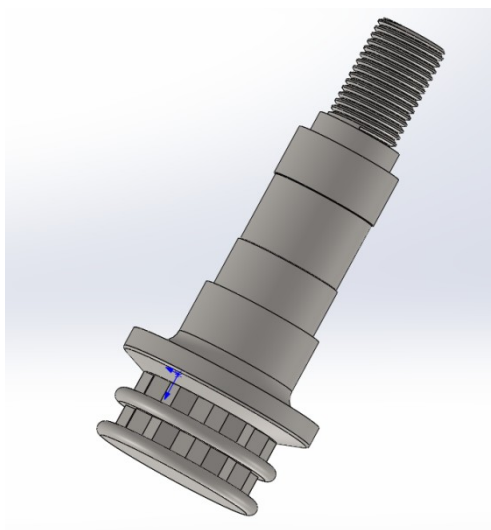


Рис. 1 Вал-ролик

Для расчета методом конечных элементов вала-ролиka каретки орбитального перемещения была спроектирована его аппроксимационная модель. (рис. 1) [2,4]. Диаметр ролика составляет 20мм, ролик закреплен в обойме на двух подшипниках. Предполагаемая максимальная нагрузка на ролик 20 кг с учетом оборудования и собственного веса каретки. Сталь из которого изготовлен ролик – 08X18H10, основной материал каретки – алюминий Д16Т.

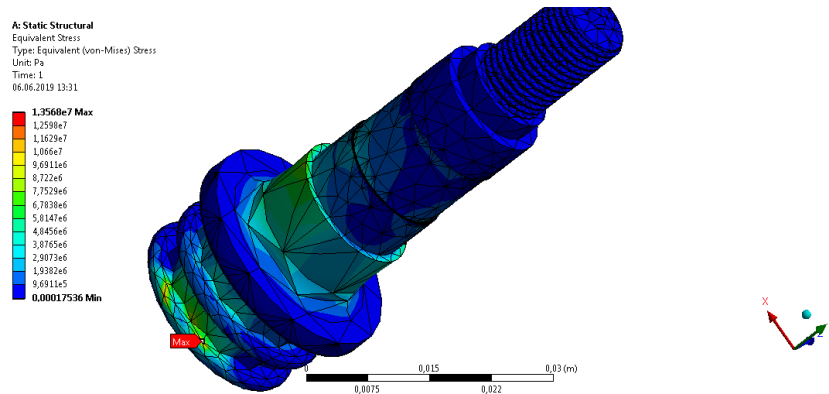


Рис. 2 Распределение эквивалентных напряжений на ролике

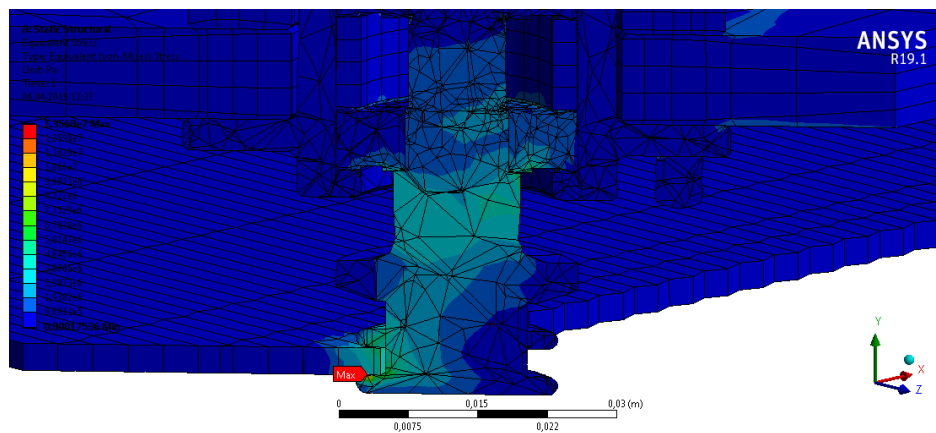


Рис. 3 Распределение эквивалентных напряжений в объеме ролика в разрезе

Выводы:

В результате проведения симуляции были получены значения по критерию Мизеса эквивалентных напряжений. На рисунке 2 изображено распределение напряжений по ролику. Анализ результатов показал, основанный на сравнение максимальных значений напряжений с пределом прочности, что условие прочности выполняется для материала ролика, стали 08X18H10. Максимальное значение составляет 13,6 МПа и является меньше допустимого значения ($\sigma_m=207$ МПа). Также были рассмотрены напряжения ролика, установленного на каретке в сборе в обойме видно, что предел прочности не был превышен.

Исходя из данных, полученных при расчете модели, можно сделать вывод, что наибольшему напряжению и деформации преимущественно подвергаются места контакта ролика с дорожкой, в этих местах образуются концентраторы напряжений. В этих областях вероятен повышенный износ при эксплуатации, а также появления дефектов,

Литература

1. Компьютерное проектирование. ANSYS [Электронный ресурс] // [сайт].
2. URL: elar.ufu.ru/bitstream/10995/41263/1/978-5-7996-1126-2_2014.pdf (дата обращения: 01.12.2019);
3. Орбитальный держатель [Электронный ресурс] // [сайт]. URL: <https://findpatent.ru/patent/244/2441738.html> (дата обращения: 01.11.2019);
4. Светашков А.А. Элементы теории упругости: учебное пособие / А.А. Светашков; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 164 с.
5. Орбитальный дефектоскоп [Электронный ресурс]. // [сайт]. URL: <http://www.freepatent.ru/patents/2402760> (дата обращения: 01.12.2019);
6. Руководство для учащихся по изучению программного обеспечения SolidWorks [Электронный ресурс]. // [сайт]. URL: https://www.solidworks.com/sw/docs/Student_WB_2011_RUS.pdf (дата обращения: 01.12.2019);
7. Экологическая политика ПАО «Транснефть» [Электронный ресурс] // [сайт].
8. URL: https://finance.transneft.ru/development/ecology/eco_policy/ (дата обращения: 01.12.2019).

ХРАНЕНИЕ, НАКОПЛЕНИЕ И УТИЛИЗАЦИЯ НЕФТЕШЛАМОВ

Д.Е. Крылов

Научный руководитель - профессор Л.А. Саруев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Наша страна занимает одно из передовых мест по добыче и переработке нефти. В результате этой деятельности образуется большое количество углеводородных отходов, которые необходимо утилизировать. В ходе переработки и потребления нефти около 8 % нефтепродуктов теряется в виде загрязнений или накапливается в виде нефтешламов или остатков.

Главными источниками нефтешламов являются предприятия, которые специализируются на добыче и переработке нефти, а также транспортные компании, которые занимаются перевозкой нефтепродуктов.

В России широкое распространение до сих пор получили старые методы переработки нефтешламов. Чтобы определить возможные пути оперативного решения этой проблемы, нам необходимо изучить состав, свойства, классификацию объектов переработки нефтяных остатков.

В статье рассмотрены основные методы переработки нефтесодержащих отходов: термические, биологические, физические, физико-химические и химические.

В настоящее время образовалось большое количество нефтешламов в ходе длительной эксплуатации предприятий нефтегазового сектора. Из-за увеличения объемов производства происходит увеличение количества нефтешлама.

В соответствии с технологическими нормами ежегодное накопление нефтяных остатков не должно превышать 0,1% от перерабатываемой нефти [5]. В больших городах количество нефтешламов составляет 30-40% от общего объема получаемых отходов. Значительная часть нефтяных отходов располагается в хранилищах-накопителях, которые находятся на территории предприятий топливно-энергетического комплекса. В связи с этим большая доля площадей этих предприятий оказывается неиспользуемой [9].

От способа получения и его физико-химического состава нефтешлама, эти остатки нефтепродуктов классифицируют по группам [5, 6]:

- придонные (образованные на дне водоёмов в результате попадания нефтепродуктов);
- остатки нефти и нефтепродуктов, образованные путем хранения в резервуарных парках;
- остатки нефтепродуктов, накопленные на нефтепромыслах.
- Образование нефтешламов в резервуарах происходит вследствие:
- контакта нефти с водой, воздухом, материалом резервуара и механическими примесями;
- наличия металлсодержащих нефтешламов (отходы машиностроения, металлургии);
- наличия грунтов, которые являются продуктом соединения почвы и нефти, разлившейся на нее.

Нефтяные отходы образуются в результате разного рода взаимодействий нефти с разнообразными веществами. Отсюда следует, что в таких соединениях пропорции элементов будут различными. Поэтому не существует одинаковых нефтешламов [3, 7].

По происхождению нефтешламы предприятий нефтяной отрасли подразделяются на группы, отличающиеся физико-химическими свойствами [2, 5]:

- сбросы при подготовке нефти;
- сбросы при очистке резервуаров для нефти;
- сбросы при испытании скважин и их ремонте (капитальный, плановый);
- аварийные разливы нефти в результате транспортировки или добычи;
- сбросы нефтяных отходов в результате буровых работ;
- нефтяные отходы транспортного цеха;
- амбарные деградированные нефти.

Имеется масса способов переработки нефтесодержащих отходов:

- термический метод;
- фильтрование;
- сушка;
- биологический;
- физическое разделение (отстаивание);
- химический метод (применение химических реагентов).

Каждый из способов очистки нефтесодержащих отходов имеет разную экономическую и экологическую результативность.

Самыми распространенными методами являются: термический метод, отстаивание, фильтрование. В процессе переработки нефтешламов возможно разделение последних на фракции.

Недостатком сжигания нефтешламов является реализация процесса сжигания на оборудовании со сложным аппаратным оформлением, что в свою очередь требует высоких финансовых и технологических затрат. Исходя из состава нефтешламов, существуют ограничения использования этого метода. Часть энергии в виде тепла выносится с продуктами реакции, что в свою очередь снижает энергетическую эффективность данного метода. Из-за сжигания нефтепродуктов часто наблюдается загрязнение атмосферного воздуха продуктами сгорания [4].

Главными минусами биологического метода являются большие энергозатраты, сложность и многостадийность (наличие стадии выделения, наращивания и внесения бактерий-деструкторов с целью разложения загрязнителей обрабатываемого материала) [1, 8].

Физические и физико-химические методы утилизации имеют следующие недостатки:

- малая эффективность физических способов разделения;
- большая длительность процессов;
- ограниченная область применения.

Все вышеперечисленное не позволяет отнести физические и физико-химические методы к перспективным и современным.

Применение химических методов способствует сильному возрастанию себестоимости конечного продукта. Для данного метода необходимо применение специального оборудования. Химический метод сложно регулировать, что также является существенным недостатком. Некоторые авторы считают, что химические способы утилизации нефтяных отходов подходят для донной части шламохранилищ, потому что с помощью связывания нефтешламов в минерально-органические комплексы возможно загрязнение грунтовых вод [8].

Все методы утилизации нефтешламов имеют низкую эффективность, специфичность к составу нефтеотходов.

Вывод:

В статье рассмотрены вопросы накопления, хранения и утилизации нефтешламов. Помимо пожарной опасности, испарения в местах хранения нефтеотходов оказывают отрицательное воздействие на воздух рабочей зоны и близкорасположенных населенных пунктов.

Руководствуясь скоростью накопления нефтешламов на объектах топливно-энергетического комплекса, можно сказать, что проблема утилизации нефтешламов становится актуальной, поэтому необходимы разработки решений для снижения их количества.

Литература

1. Абдрахманов Н. Х. Научно-методические основы обеспечения безопасной эксплуатации опасных производственных объектов нефтегазового комплекса на основе управления системными рисками: дис... д-ра техн. наук: 05.26. 03/Уфа: ГУП «Иптэр», 2014. 267 с. – 2014.
2. Абдрахманова Э. Н. Снижение объемов образования токсичных отходов в процессе получения изомасляной кислоты: дис. – Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2013.
3. Абдрахманова Э. Н. и др. Вопросы экологичности и безопасности получения изомасляной кислоты //Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2013. – №. 3. – С. 9-14.
4. Бахонина Е. И. Современные технологии переработки и утилизации углеводородсодержащих отходов. Сообщение 1. Термические методы утилизации и обезвреживания углеводородсодержащих отходов //Башкирский химический журнал. – 2015. – Т. 22. – №. 1.
5. Ахметов А. Ф., Гайсина А. Р., Мустафин И. А. Технология утилизации нефтяных шламов //Нефтегазовое дело. – 2011. – Т. 9. – №. 4. – С. 95-97.
6. Семченкова Д. Н. и др. Комплексная экспресс-оценка экологических рисков в нефтяной промышленности Complex express-evaluation of ecological risks in the oil industry //Нефтяное хозяйство. – 2008. – №. 8. – С. 104-105.
7. Соколов Л.И. Переработка и утилизация нефтесодержащих отходов. М.: Инфра-Инженерия, 2017. 160 с.
8. Шайбаков Р. А. и др. Помехоустойчивый метод акустико-эмиссионного мониторинга резервуаров //Сетевое издание «Нефтегазовое дело». – 2013. – №. 4. – С. 448-464.
9. Шайбакова В. Р. и др. Предложения по совершенствованию государственной системы управления отходами //Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2013. – №. 7. – С. 5-10.

ТРЕХМЕРНОЕ СКАНИРОВАНИЕ СЛОЖНОПРОФИЛЬНОЙ ОБЪЕМНОЙ МОДЕЛИ

С.О. Крючкова, К.К. Манабаев

Научный руководитель - доцент К.К. Манабаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В статье производился анализ методов трехмерного сканирования сложнопрофильной объемной модели исследования. В результате была получена геометрическая 3D-модель резервуара стального вертикального, созданная на основе данных лазерного сканирования, с целью проверки прочностных характеристик.

Ключевые слова: резервуар вертикальный стальной (РВС), лазерное сканирование, гидростатическое давление, напряженно-деформированное состояние (НДС).

Перед введением резервуаров в эксплуатацию проводится анализ его технического состояния, и выявляются недопустимые отклонения. Для этого производится измерение фактических геометрических параметров. Для измерений используется 3D сканирование – процесс получения 3D модели предмета на основе анализа его геометрической формы. Трехмерное сканирование дает возможность получить сложно профильную объемную модель исследуемого объекта – оцифровывается предмет, что позволяет быстро сделать его математическую модель для последующих расчетов. На сегодняшний день существуют контактный и бесконтактный методы сканирования, так же бесконтактный метод подразделяется на активный и пассивный.

Основным принципом контактного метода является обводка сканируемого объекта специальным механическим приспособлением – щупом, которое является сенсором. На объект наносят сетку, размер ячеек которой в областях высокой кривизны поверхности должен быть минимальным, а в местах малой кривизны – наибольшим, далее производят сканирование. В точках пересечения линий сетки замеряются координаты, которые выводятся на компьютер. В настоящее время метод получил развитие до специального устройства, которое позволяет нанести сетку не вручную, как это было раньше. Щуп движется по поверхности объекта и в компьютер заносятся координаты о его положении. На базе этих координат строится трехмерная модель сканируемого объекта. У данного метода существуют недостатки, такие как невозможность захвата текстуры сканируемого объекта и невозможность сканирования объектов больших размеров.

Что касается бесконтактного активного метода, то его принцип основывается на измерении расстояния от сканера до точек объекта сканирования. Данный метод может осуществляться оптическими системами, использующими модулированную или структурированную подсветку. Объект освещается световыми импульсами, изменяющимися определенным образом. Камера считывает отражения и по искажениям получает облик сканируемого объекта. При структурированной подсветке объект освещается определенным “узором” (сеткой), по искажениям которой камера создает виртуальную 3d модель. Недостатками этого методами является сложность или невозможность сканирования прозрачных и зеркальных поверхностей, а также сканирование мелкогабаритных изделий требует использование более точной оптики, а соответственно более дорогих 3d сканеров.

Самым подходящим методом сканирования является бесконтактный пассивный, который использует отражающийся свет от анализируемого объекта. По сути этот метод сканирования представляет собой либо съемку объекта обычными видеокамерами при разной освещенности и восстановление их в 3d, либо съемка силуэта объекта на высококонтрастном фоне при помощи стереоскопических или “силуэтных” видеокамер.

Для измерений РВС использовался наземный лазерный сканер Leica C10, который удовлетворяет требованиям точности измерений. Чтобы охватить всю поверхность резервуара, съемка выполнялась с нескольких позиций на расстоянии до 20 м от РВС, с шагом точек от 2 до 5 мм.

Результаты сканирования и точечная модель сразу отображаются в специализированной программе Leica Cyclone.

На рисунке 1 приведены результаты внешнего сканирования РВС. По графическому представлению возможно качественно оценить расположение основания резервуара, стационарных металлоконструкций, рабочих площадок и прочих инженерных решений элементов конструкции. На рисунке 2 изображены зоны деформации стенок РВС 10000. По цветовой карте отклонений между идеальной поверхностью и фактической можно судить о деформациях стенок резервуара. Зоны несоответствия поверхностей окрашены в соответствии с цветовой картой.

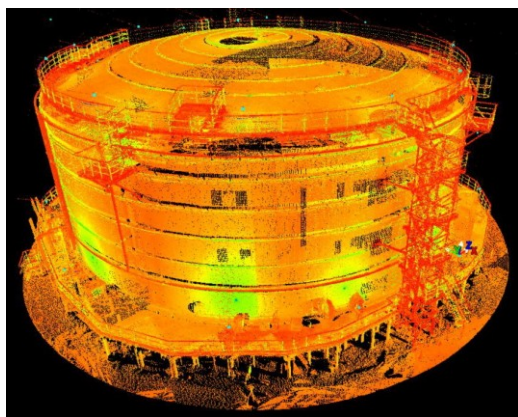


Рис.1 трехмерная точечная модель

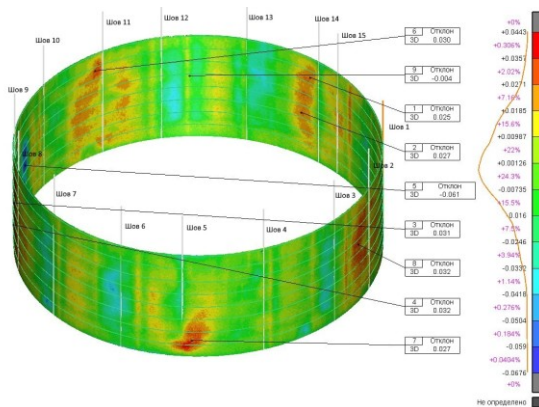


Рис. 2 деформация стенок резервуара

На рисунке 3 изображены зоны деформации дна резервуара. Из рисунка видно максимальные отрицательные и максимальные положительные отклонения дна. На рисунке 4 приведены результаты внутреннего сканирования РВС. На рисунке показаны внутренний регистр подогрева и прочие инженерные решения элементов конструкции.

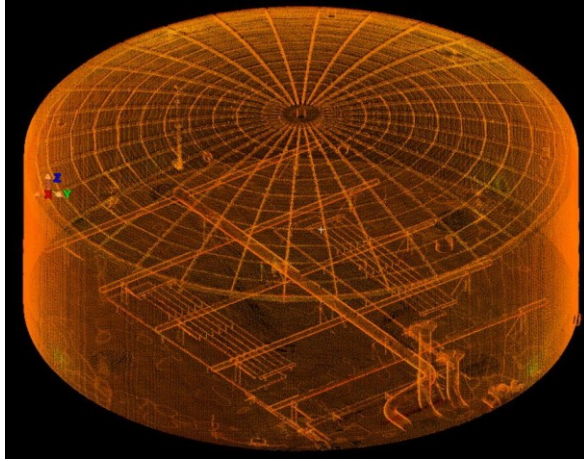


Рис. 3 Зоны деформации дна резервуара

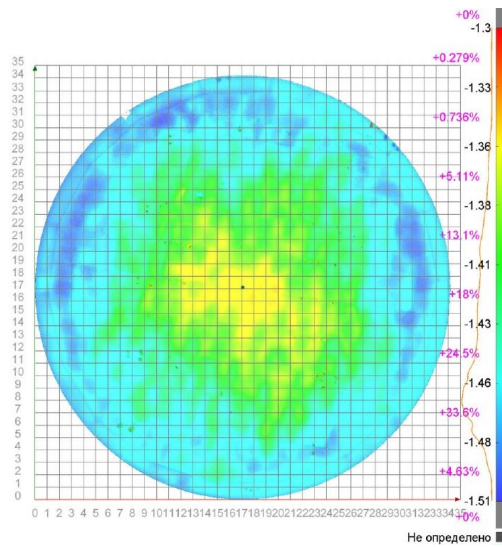


Рис. 4 Внутреннего пространства РВС

Таким образом, в результате сканирования бесконтактным пассивным методом были выявлены некоторые зоны резервуара с недопустимыми отклонениями. Для определения, надежности которых необходимо провести оценку в соответствии с требованиями п. 2.1.8 «Нормы проектирования Стальных вертикальных резервуаров для хранения нефти объемом 1000 – 50000 м³ РД 16.01-60.30.00-КТН-026-1-04».

Литература

1. ГОСТ 31385-2016. Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия. – Введ. 2017-03-01. – М.: Стандартиформ, 2016. – 91 с.
2. РД 16.01-60.30.00-КТН-026-1-04. Нормы проектирования стальных вертикальных резервуаров для хранения нефти объемом 1000-50000 м³. – Введ. 2004-04-21. – 141 с.
3. Светашков А.А., Куприянов Н.А., Манабаев К.К. Эффективные по времени вязкоупругие модули типа Хашина-Штрикмана // Физическая мезомеханика. — 2013. — Т. 16, № 2. — С. 33-39.
4. Светашков А.А., Куприянов Н.А., Манабаев К.К. Новые эффективные по времени характеристики для решения задач линейной вязкоупругости // Известия вузов. Физика. — 2013. — Т. 56, № 7-3. — С. 206-208.
5. Светашков А.А., Куприянов Н.А., Манабаев К.К. Модификации эффективных модулей типа Хашина-Штрикмана для двухкомпонентного изотропного композита // Физическая мезомеханика / Российская академия наук (РАН), Сибирское отделение (СО), Институт физики прочности и материаловедения (ИФПМ). — 2015. — Т. 18, № 6. — С. 57-65.

ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА НА МОРСКИХ АРКТИЧЕСКИХ
МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Р.С. Курмель

Научный руководитель - доцент Г.Р. Зиякаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В статье производился расчет напряженно-деформированного состояния опорной колонны ледяной платформы, работающих в условиях крайнего севера Арктических месторождений, с уже известными параметрами и нагрузками.

Ключевые слова: шельфовая платформа, арктические месторождения, ледовая нагрузка, платформа, морская добыча.

Введение

Причиной разработки и усовершенствования морских платформ и эксплуатационного оборудования послужил этап открытия запасов углеводородов в регионах Арктики и северных морей. Сложность разработки состояла в свойственных заполярным регионам климатических условиях, но с появлением финансового стимула, развитие приобрело небывалую скорость [4]. Однако, стоит заметить, что от стадии разработки до производства и эксплуатации дошли некоторые из этих проектов, каждый из которых имеет конкретные недостатки и достоинства, которые стоит учитывать при разработке новых прототипов, не смотря на индивидуальность проекта и единичность производства.

В свободный от льда сезон, буровые компании, как правило, бурили с самоподъемных или полупогружных платформ [4], либо буровых судов, пытаясь продлить время их использования с помощью защиты корпуса от льда. Базовый фактор определения для конструкции основания в условиях Арктических морских месторождений – величина воздействия движущегося льда, которая будет направлена горизонтально. Согласно действующему СНиП [5], среднее давление волн на морскую платформу отождествляется равным от 95 до 145 кПа, ветра – 2 кПа, тогда как ледовая нагрузка более чем 2,9 МПа. Исходя из преобладающей величины ледовой нагрузки, большинство платформ представляют собой намытые искусственно острова на не глубокой части шельфа. В виду отсутствия точных данных об этой нагрузке, острова изготавливаются массивными и с большей материалоемкостью чем требуется. По мере развития технологий, знаний о специфических условиях и окружающей среде и приобретению опыта стали разрабатывать и внедрять сооружения оснований менее затратного типа, на основе бетона и стали.

Согласно классификации [2] проектов основания платформ для эксплуатации в Арктических районах, можно выделить 3 базовых варианта конструкций:

- основания островного типа, устойчивость которых создается грунтом (песком или гравием);
- плавучие основания, давление льда в которых воспринимает корпус и якорная система;
- основания, устанавливаемые на морское дно и снабженные фундаментом, на который воздействует ледовая нагрузка.

Допускается основания стационарных платформ монтировать на искусственную подводную насыпь (парой выполняющая функцию снижения давления льда на конструкцию) либо прямо на морское дно. Гравитационные основания, изображенные на рисунке 1, составляют большую часть из всех статических оснований. Устойчивость конструкции обеспечивается большим диаметром фундамента, в то время как снижение ледовой нагрузки происходит из-за относительно небольшого диаметра сечения основания, как раз на уровне соприкосновения со льдом.

Морская платформа с основанием вида «моноопора» является хорошим примером конструкции, описанной выше, и изображена на рисунке 1а. Применение таких конструкций возможно, как в глубоководной части Беренгового моря, так и в других северных морях. Также в конструкции опор могут быть предусмотрены ледоколы разных типов, как например неподвижный (рисунок 1б), либо же перемещающийся в вертикальной плоскости.

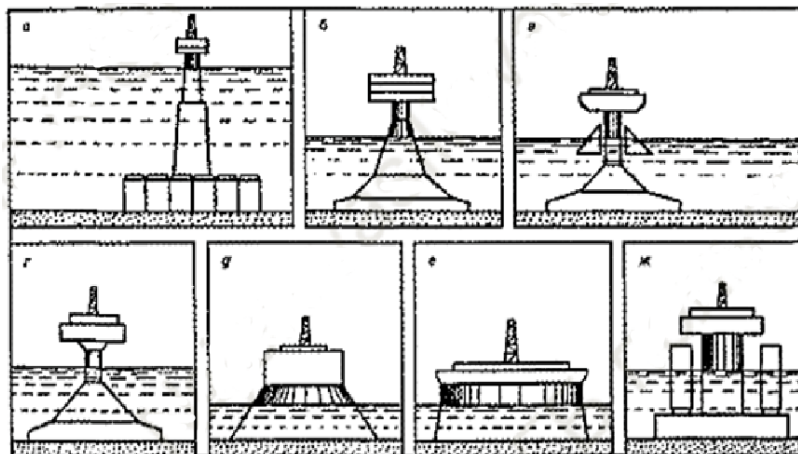


Рис. 1 Гравитационные основания, устанавливаемые на морское дно

Строительство стальных ЛСП (ледостойких стационарных платформ) в заливе Кука началось в 1964 г. и, на сегодняшний момент, насчитывает 18 установок, 95% которых относятся к многоопорным конструкциям (3-4 опорные колонны) [3]. При этом, одна из платформ которая была выполнена в виде монопода, имеет свайное закрепление ко дну (как и многоопорные конструкции) и сваи, в таком случае, находятся под водой в понтонной части опоры. Однако, условия залива Кука являются неблагоприятными для моноподного варианта ввиду возникновения вибрации верхней части платформы при взаимодействии со льдом.

Постановка задачи

Для платформы, с известными параметрами провести симуляцию в программной среде SolidWorks, с целью определения распределения нагрузок, действующих на опорную колонну.

Таблица 1

Характеристики платформы

| Показатель | Опорная колонна типа «монопод» |
|-----------------------------------|--------------------------------|
| | Класс бетона |
| | B60 |
| Нагрузка от верхнего строения, МН | 491 |
| Ветровая нагрузка, МН | 0,39 |
| Нагрузка от течений, МН | 0,42 |
| Волновая нагрузка, МН | 6,3 |
| Ледовая нагрузка, МН | 11,189 |
| Внутренний диаметр опоры, м | 15 |
| Внешний диаметр опоры, м | 15,376 |
| Высота опоры, м | 39 |
| Толщина стенки, м | 0,196 |
| Площадь опоры, м ² | 9,357 |
| Масса опоры, т | 912,3 |

Расчет в среде SolidWorks

На рисунке 2 видно, что наибольшие напряжения возникают в области ледовой нагрузки. Что естественно выражено местом эксплуатации данной конструкции. Однако, цилиндрическая форма соприкосновения со льдом опорного блока (рисунок 1 г) более практична, нежели коническая, потому как при ее использовании возрастает нагрузка от давления льда. При этом, анализируя свойства льда и его прочность на сжатие и прочность на изгиб [1], видно, что первая гораздо больше, следовательно, очевидна практичность применения именно цилиндрической конструкции. Помимо ледовых нагрузок, существуют и другие особенности, при которых рациональней использование цилиндрической конструкции:

- предполагаемый район использования должен обладать свойствами, подходящими под прочность именно цилиндрической моноопоры;
- случаи, когда стоимость постройки опоры конического типа в разы превышает стоимость цилиндрической опоры;
- если технологическое значение и применение колонны (рисунок 1 б) невозможно при использовании конического типа опорного блока.

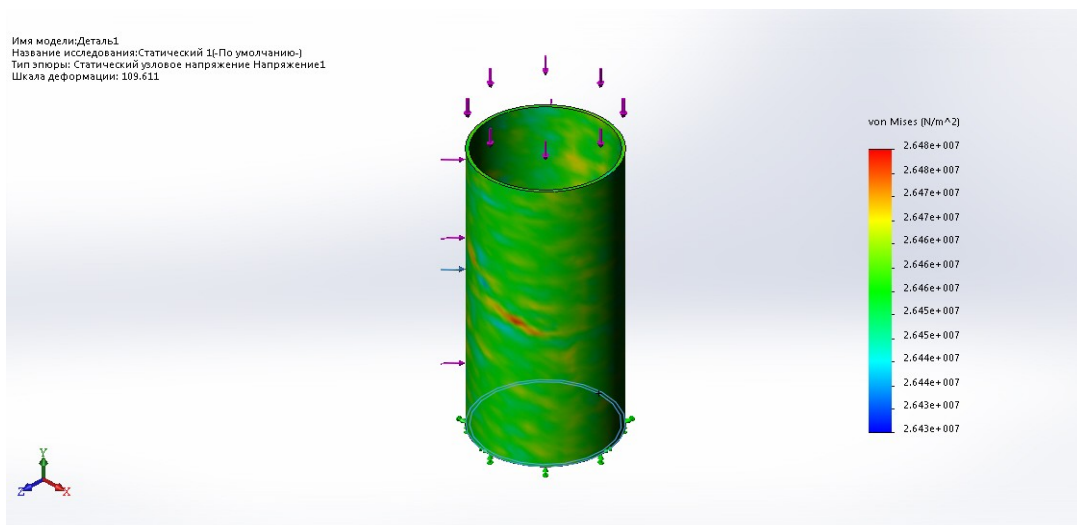


Рис.2 Возникающие напряжения в опоре платформы

На рисунке 3 показано, что наибольшее влияние на всю конструкцию имеет именно вес верхнего строения. Он обуславливается необходимой автономностью платформы, а также особенностями эксплуатации в районах крайнего севера. Наибольшее смещение = 35,5 мм., этому смещению подвержена часть опорной колонны, находящаяся под нагрузкой верхнего строения.

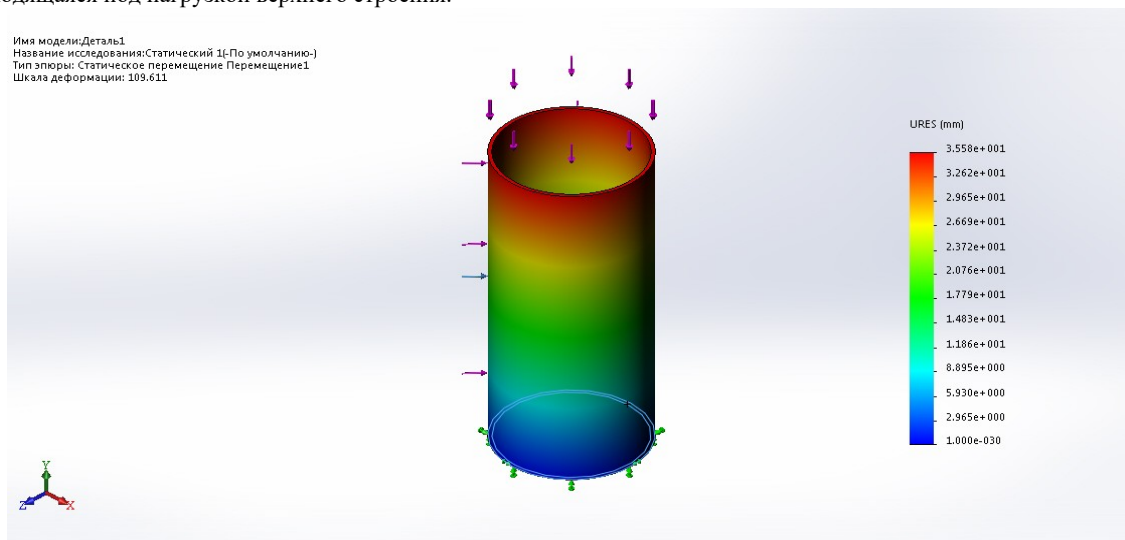


Рис. 3 Эпюры перемещений

Заключение

В результате расчета модели и анализе полученных данных, можно сказать, что платформа типа монопод цилиндрической формы является оптимальным вариантом для использования в регионах со средней ледовой нагрузкой (до 15 МПа) без риска ее опрокидывания или сдвига.

Литература

1. Беккер А. Т. Разработка методов расчета вероятностных характеристик ледовых нагрузок для оценки надежности сооружений континентального шельфа // Дисс. на соиск... дт. н. СПб, СПбГТУ. – 1998.
2. Гусейнов Ч. С. Освоение углеводородных ресурсов Северного Ледовитого океана-ближайшая и неотложная перспектива // Бурение и нефть. – 2012. – №. 1. – С. 20-23.
3. Дутов А.В., Апполонов Е.М., Тимофеев О.Я., Шинкаренко О.В. Инновационные решения для арктического шельфа России// Труды IV-й международной конференции «Освоение ресурсов нефти и газа российского шельфа: Арктика и Дальний Восток», М., 2012.
4. Леффлер У.Л., Паттаролли Р.А., Стерлинг Г. Глубоководная разведка и добыча нефти М.: Олимп-Бизнес, 2008, 272 с.
5. СНиП 2.06.01-86. «Гидротехнические сооружения. Основные положения проектирования». М.: Государственный строительный комитет, 1987.

РАСЧЕТ И ПРОГНОЗ РАЗРУШЕНИЯ ПОВЕРХНОСТНЫХ СООРУЖЕНИЙ ПРИ ОТРАБОТКЕ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ НА ШАХТЕ «НУИБЕО» (ВЬЕТНАМ)

Ле Куанг Фук

Научный руководитель - профессор В.П. Зубов

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

Аннотация: В статье представлены результаты расчета и прогнозирования оседающей деформации земной поверхности при эксплуатации угольных пластов на угольном шахте «Нуибео». Результаты исследований показали серьезное влияние процесса добычи угля подземным способом на наземные работы.

Ключевые слова: добыча каменного угля; оседание поверхности; смещение горного пород; разрушающаяся кровля угольного пласта.

Угольная шахта «Нуибео» по Куангиньскому угольному бассейну находится в провинции Куангинь, Вьетнам. Годовая мощность добычи составляет 2,0 млн. тонн в год. Характеристикой условий добычи полезных ископаемых является под карьером и промышленными зданиями и жилыми районами. Общая площадь добычи области составляет около 1,52 км² с общим запасом угля - 20314 млн. тонн. Глубина эксплуатации угольных пластов составляет 60-400 м, мощность пластов от 2,5 до 8,0 м, угол падения от 14 до 270 [2].

Угольными пластами применяются система разработки длинными столбами и управление пород кровли способом заполнения закладки. Фактически, процесс подземной разработки угля приведет к смещению горной массы и земному проседанию. Поэтому, чтобы предсказать влияние добычи угля в этой области, в документе выполняются предварительные расчеты и прогноз оседания поверхности на основе геологических и технических

факторов шахты. Геологические и технические параметры очистных забоев, эксплуатируемых в этом районе, см. в таблице 1 и геологический разрез области - на рисунке 1.

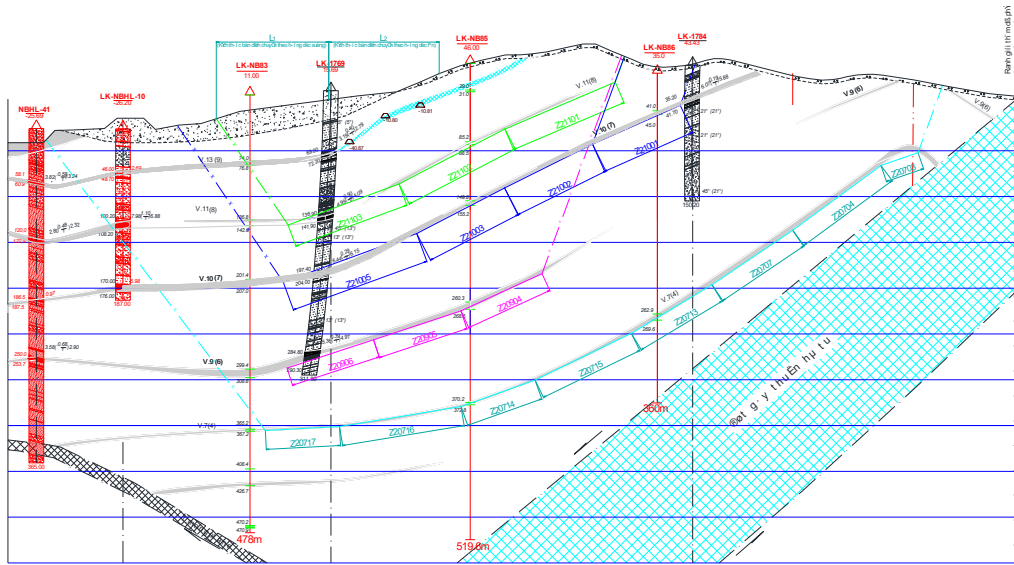


Рис. 1. Типичный геологический разрез шахты «Нуибео»

Таблица 1

Технические параметры очистных забоев пластов, которые разрабатываются под жилыми районами

| Пласт | очистный забой | глубина работ Н, м | мощность пласта, мм | угол падения пласта, гр. | длинная лава, м | длинный столб разработки, м |
|---------|----------------|--------------------|---------------------|--------------------------|-----------------|-----------------------------|
| 11 | Z21101 | 59 | 3000 | 25 | 130 | 350 |
| | Z21102 | 94 | 3000 | 27 | 130 | 430 |
| | Z21103 | 124 | 4000 | 16 | 130 | 900 |
| 10 | Z21001 | 73 | 3500 | 25 | 105 | 990 |
| | Z21002 | 121 | 4500 | 25 | 105 | 980 |
| | Z21003 | 154 | 4500 | 22 | 105 | 970 |
| | Z21005 | 178 | 4500 | 15 | 150 | 710 |
| 9 | Z20904 | 254,3 | 3000 | 20 | 97,2 | 380 |
| | Z20905 | 259 | 3000 | 16 | 100,4 | 410 |
| | Z20906 | 270 | 3000 | 17 | 99,3 | 420 |
| 7 | Z20703 | 81 | 6500 | 29 | 42,8 | 340 |
| | Z20704 | 126,4 | 6500 | 33 | 119,36 | 690 |
| | Z20707 | 206,4 | 6500 | 33 | 106,15 | 600 |
| | Z20713 | 261,8 | 7500 | 33 | 102,71 | 1175 |
| | Z20714 | 369,3 | 8000 | 23 | 85,72 | 995 |
| | Z20715 | 340,3 | 8000 | 23 | 116,7 | 490 |
| | Z207016 | 355,3 | 8000 | 9 | 134,19 | 190 |
| Z207017 | 354,1 | 6500 | 3 | 81 | 640 | |

Методы расчета и прогноза:

Исходя из [3], максимальное оседание земной поверхности обусловлен каждой отдельной лавой определяется по следующей формуле:

$$\eta_m = q_0 \cdot m_{HQ} \cdot \cos \alpha \cdot N_1 \cdot N_2 ; \text{ (mm)} \quad (1)$$

Где:

q_0 - коэффициент относительного максимального оседания, $q_0 = 0,7$.

m_{HQ} - толщина эксплуатируемого угольного пласта, мм;

α - угол падения пласта, гр.;

N_1 и N_2 – соответственно, значение определяется отношением между длинной лавой L_1 и длинным столбом разработки L_2 с средней глубиной горных работ Н (см. таблицу 2).

Таблица 2

Таблица определения параметров N_1 и N_2

| | | | | | | | | | | |
|------|------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Li/H | $\geq 1,6$ | 1,4 | 1,2 | 1,0 | 0,8 | 0,7 | 0,6 | 0,5 | 0,4 | 0,3 |
| Ni | 1,0 | 0,92 | 0,85 | 0,78 | 0,69 | 0,65 | 0,60 | 0,55 | 0,49 | 0,43 |

Оседание земной поверхности, вызванное каждой лавой в любой точке водоизмещающего бассейна, определяется по следующей формуле [3]:

$$\eta_{xy} = \eta_m \cdot S(z) \quad (2)$$

Где:

$S(z)$ - представляет собой графическую функцию кривой оседающего образца, значение, определенное в зависимости от коэффициента N_1 ; $z = y / L$ с y - расстояние от рассматриваемой точки до точки с максимальным оседанием (центр бассейна смещения).

L - размеры половины бассейна смещения в рассматриваемой точке.

Результаты исследований:

Результаты расчета уровня поверхностного оседания при отработке угольных пластов на шахте «Нуибео» представлены на рисунке 2.

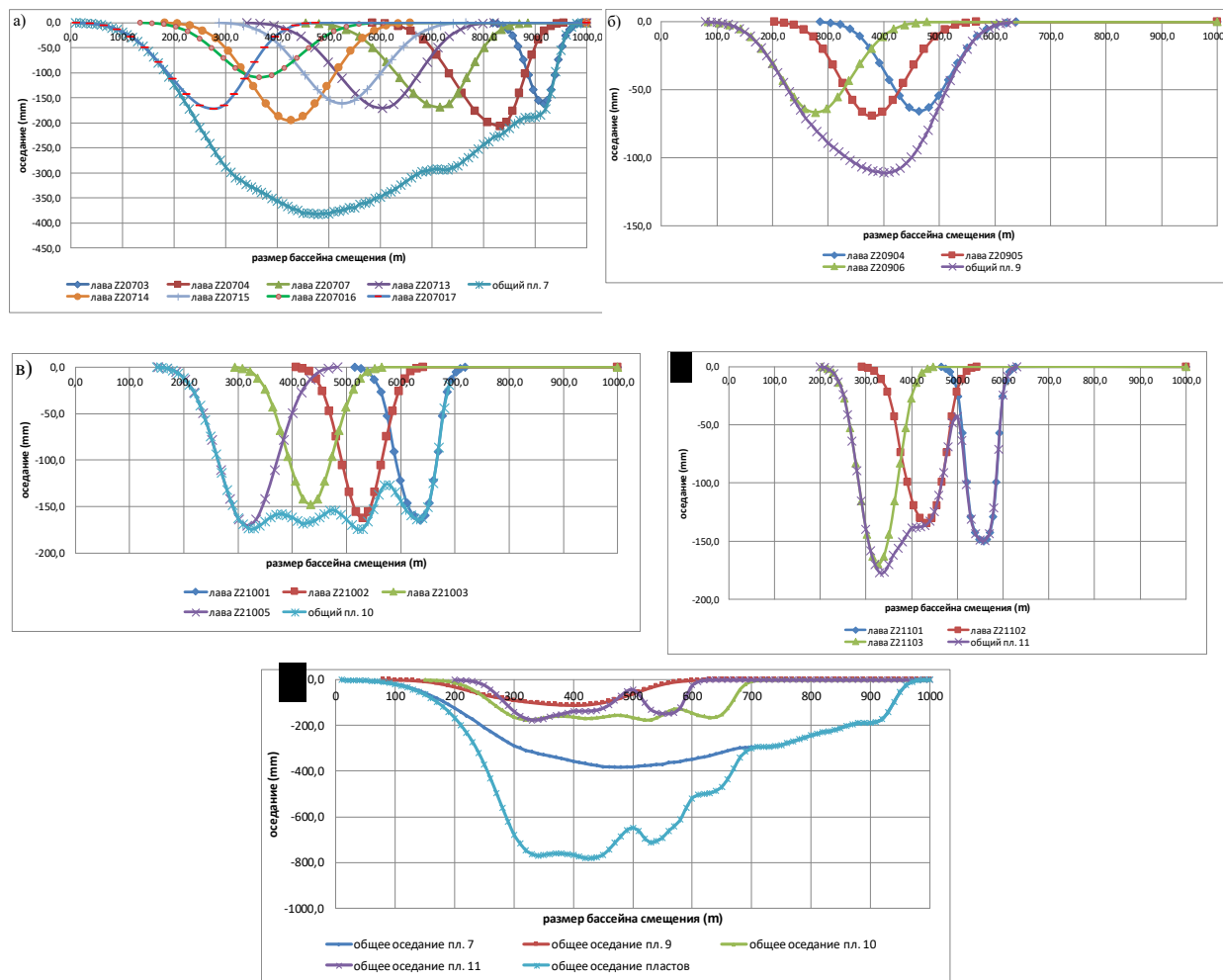


Рис. 2. График прогнозирования оседания при эксплуатации угольных пластов на шахте «Нуибео»

а) – оседание при отработке лавы пласта 7; б) – оседание при отработке лавы пласта 9;

в) – оседание при отработке лавы пласта 10; г) – оседание при отработке лавы пласта 11; д) – общее оседание при отработке пластов.

Результаты расчетов показывают, что процесс добычи угольного пласта в этой области приводит к возникновению оседания в центре бассейна смещения $\eta_{\max} = 732$ мм.

Вывод:

Из результатов исследования показано, что, хотя метод управления пород кровли применяется способом полного закладки, но уровень оседания на земной поверхности еще очень большой. Это связано с тем, что в процессе расчета авторы прогнозировали усадку вставки и заполнение выработанного пространства. Процесс проведения работ по добыче угля происходит в шахте с очень сложными условиями, особенно при транспортировке и закладке материалов в выработанном пространстве. Следовательно, возможность оседания поверхности неизбежна.

С учетом приведенных выше результатов расчетов, в соответствии со стандартами Российской Федерации [3], деформационная способность бассейна смещения также учитывает изогнутую и горизонтальную деформацию. Однако этот уровень оседания будет непосредственно влиять на поверхностные работы. В центре бассейна оседания (с оседанием $\eta_{\max} = 732 \text{ mm}$) можно взломать фундаментную стену здания, разрушить дом. Поэтому отработки угольных пластов в этой области должна быть ограничена, чтобы избежать серьезных последствий.

Литература

1. Дак Ф. М. Исследование и выбор технолого-технических решений для разработки угольных пластов, залегающих под защищаемыми объектами. – 2011.
2. Инвестиционный проект строительства подземной работы угольного шахты «Нуибео». Институт горной науки и технологий, Ханой - 2010.
3. Правила охраны сооружений и природных объектов от вредного влияния подземных горных выработок на угольных месторождениях, С-Петербург, ВНИМИ, 1998.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДЕБИТА МЕТАНА ИЗ ДАГАЗАЦИОННЫХ СКВАЖИН

Ю. М. Леконцев, П. В. Сажин, А. В. Новик

Научный руководитель - доцент Ю. М. Леконцев

Институт горного дела ИГД СО РАН им. Н. А. Чинакала, г. Новосибирск, Россия

Заблаговременная и текущая пластовая дегазация на угольных шахтах Кузбасса предпринимается на протяжении длительного времени, однако, значительного положительного эффекта не достигнуто. Одним из наиболее успешных проектов пластовой дегазации была попытка, предпринятая в середине 2000-х годов на шахте им. С. М. Кирова в г. Ленинск – Кузнецкий [2]. В рамках данного проекта дегазация проводилась по схеме, представленной на рис. 1.

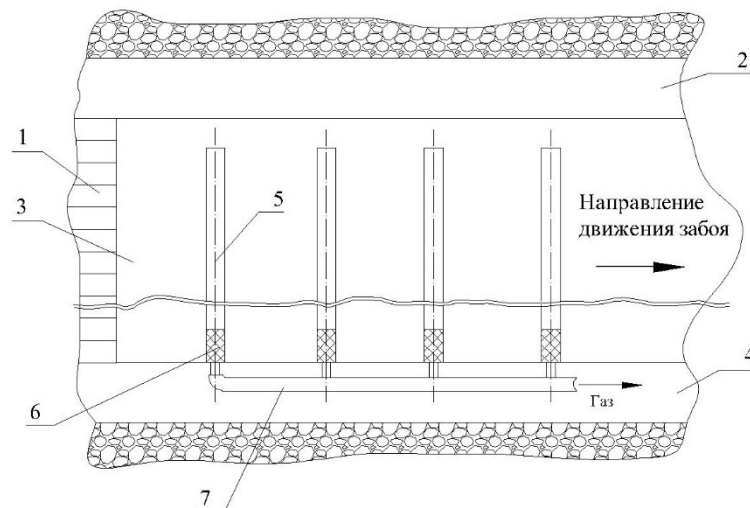


Рис. 1. Схема пластовой дегазации на шахте “им. С.М. Кирова”. 1 – очистной забой; 2 – вентиляционный штрек; 3 – вынимаемый угольный пласт; 4 – конвейерный штрек; 5 – дегазационная скважина; 6 – герметизатор; 7 – трубопровод для откачки газа

Согласно данной схеме [1], в обрабатываемый угольный пласт 3 с конвейерного штрека 45, на глубину 6 – 10 метров, бурятся дегазационные скважины 5, которые герметизируются цементным раствором или смолой 6, с возможностью отвода метана через трубу, установленную в загерметизированном устье, которую подключают к трубопроводу для откачки газа 7. Дегазация угольного пласта происходит естественным образом за счет внутренней миграции метана в массиве, а тяга в трубопроводе для откачки газа 7 создается вакуумной станцией (на схеме рис. 1 не обозначена).

В процессе реализации данного проекта выявился ряд недостатков, значительно снижающих эффективность предложенного способа. Главным из них оказалось резкое снижение дебита дегазационных скважин в течении первых суток их эксплуатации. Это происходит вследствие низкой скорости миграции метана из

околоскважинного массива и падения давления газа в системе естественных трещин, через которые газ проникает в дегазационную скважину.

Таким образом, повышения эффективности дегазации угольного пласта можно добиться или формированием дополнительной разветвленной сети искусственных трещин в обрабатываемом массиве, что необратимо ведет к значительному удорожанию технологии и повышению себестоимости получаемого продукта – газа метана, или созданием в отводящем метан трубопроводе более глубокого вакуума.

Как показали теоретические расчеты, произведенные в ИГД СО РАН им. Н.А. Чинакала, на показатель вакуума в магистральных трубопроводах влияет подсос воздуха в дегазационные скважины через нарушения в угольном массиве в обход загерметизированных устьев, а также потери воздуха в соединениях самого трубопровода, длина которого может достигать нескольких километров.

Такая технология была предложена в ИГД СО РАН им. Н.А. Чинакала, которая позволяет решить эту проблему путем размещения в трубопроводе для откачки газа специальных устройств, обеспечивающих повышение тяги в нем. Схема реализации указанной технологии представлена на рис. 2.

Суть способа заключается в том, что для повышения эффективности дегазации угольного пласта из дегазационных скважин, пробуренных в соответствии с проектом, осуществляют серию поинтервальных гидроразрывов угольного пласта и осуществляют откачку газа через трубопровод, в котором устанавливаются специальные устройства, состоящие из вентилятора, соединенного через редуктор с приводным ветродвигателем. Поинтервальные гидроразрывы осуществляются с использованием оборудования так же разработанного в ИГД СО РАН им. Н.А. Чинакала и защищенными патентами РФ.

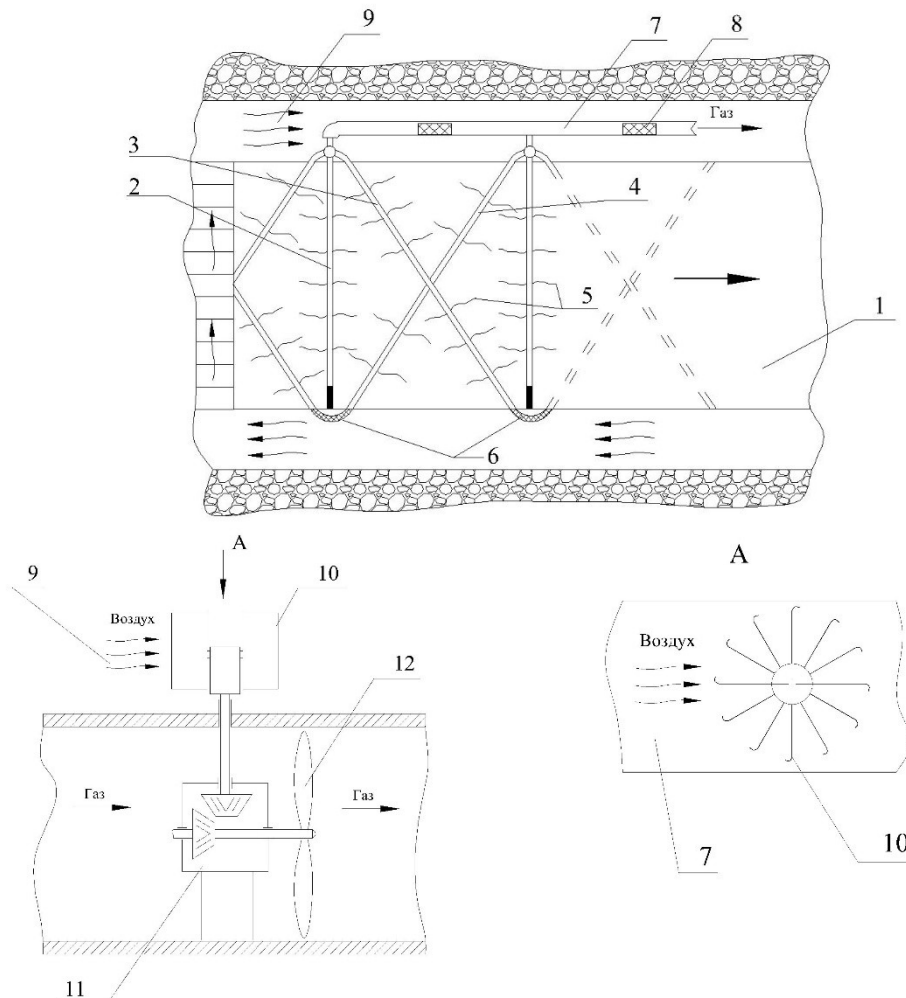


Рис. 2. Предлагаемая схема пластовой дегазации. 1 – вынимаемый угольный пласт; 2,3,4 – дегазационные скважины; 5 – сеть искусственных трещин; 6 – гибкие соединения; 7 – трубопровод для откачки газа; 8 – устройства для откачки газа; 9 – поток воздуха в горной выработке; 10 – лопасти ветродвигателя; 11 – редуктор; 12 – лопасти вентилятора.

Приводной ветродвигатель устанавливается с внешней стороны трубопровода под углом к направлению движения воздушной струи, используемой для проветривания. Угол установки приводного ветродвигателя зависит от параметров воздушной струи и требуемых параметров давления газа в трубопроводе.

Производительность насоса рассчитывается по известной формуле:

$$S = \frac{V}{t} \cdot \ln \frac{P_a}{P_e} \cdot F, \quad (1)$$

где t – время откачки, часы; V – объем откачиваемой емкости, м^3 ; S – производительность насоса, $\text{м}^3/\text{ч}$; p_a – уровень начального вакуума, мбар; p_e – уровень необходимого вакуума, мбар; F – коэффициент кривой откачки.

Использование в трубопроводе для откачки газа, по всей его длине, вентиляторов для повышения в нем давления извлекаемого газа обеспечивает более полную дегазацию угольного пласта, так как в трубопроводе для откачки газа создается дополнительная тяга. Благодаря этому повышается эффективность дегазации угольного пласта за счет увеличения газоотдачи.

Литература

1. Пат. 2480589 Россия МПК E21F 7/00. Способ дегазации угольного пласта. Сажин П.В., Леконцев Ю.М. Заявлено 07.07.2011: Опубл. 27.04.2013, Бюл. №12. – 5 с., 3 ил.
2. Скрынник Л.С., Колюхова И.Г. Экономическая эффективность промышленной установки по добыче и использованию метана на шахте им. С.М. Кирова // В сборнике: Природные ресурсы Сибири и Дальнего Востока – взгляд в будущее. Материалы Междунар. экономического форума: в 2-х томах под ред. Т.В. Галаниной, М.И. Баумгартэна, 2013. – с. 205 – 213.

ИНЖЕНЕРНЫЙ ПОДХОД К ОСВОЕНИЮ БАКЧАРСКОГО ЖЕЛЕЗОРУДНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.

ИНФОРМАЦИОННО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ АСПЕКТ

П.С. Лунев

Научный руководитель - доцент А.А. Пономарев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Крупнейшие мировые запасы бурожелезняковых руд оолитового строения, сосредоточенные в Западно-Сибирском железорудном бассейне, открытом в середине двадцатого века, являются предметом интереса геологов. И только Бакчарское месторождение железных руд в Томской области рассматривалось в качестве объекта освоения горняками, обогатителями, технологами, металлургами, экономистами [1, 3].

С развитием в начале двадцать первого века возможностей геотехнологий [3, 8] становится актуальным инженерный подход к освоению месторождений твердых полезных ископаемых, позволяющий реализовать безлюдную, автоматизированную, безопасную добычу полезных компонентов руды экологическим способом [2]. В этом случае информационно-технологическое обеспечение добычного процесса становится атрибутом всего цикла освоения месторождения – от геологоразведки до экологического мониторинга постдобычного периода. Одним из компонентов такого обеспечения может стать адаптивная модель добычного промысла [4-7].

Данный подход развивается в рамках научных направлений Инженерной школы информационных технологий и робототехники Национального исследовательского Томского политехнического университета по специализациям Геоинформационные системы для управления добывающими предприятиями, пространственными инженерными сетями и решения задач мониторинга, моделирования и оценки состояния окружающей среды и недр, применение промышленных контроллеров для автоматизации технологических процессов.

Идея, схема и связи адаптивной кибермодели добычного промысла заключается в следующих представлениях [4]. В методологическом плане кибермодель является преобразователем информации – управляющей системой, которая получает информацию из окружающей среды, преобразовывает её в соответствии с установленными правилами, определяемыми схемой преобразователя и выдаёт преобразованную информацию для оказания воздействия на окружающую среду, под которой понимается объект, управляемый данной системой. При этом объект, в нашем рассмотрении – добычный промысел, не копируется информационной моделью, а описывается поведенческими реакциями.

Структурно-функциональное построение, реализующее предлагаемую идею содержит: блок 1 – исходные данные и условия; блок 2 – виртуальный промысел; 3 – последовательность действий промысла; 4 – реализация геотехнологической модели; 5 – обратные связи; 6 – уточняющие поправки; 7 – корректирующие поправки. Блоки 1-4 охвачены адаптивными связями 5-7, формирующими в интегративном «джойстик» – режиме управляющие воздействия.

В состав блока 1 включены потребности в компонентах полезного ископаемого, природные ресурсы месторождения, существующие уровни развития геотехнологии и техники [5]. В рамках предложенного технического решения [2] номенклатура и объём требуемого информационного обеспечения Бакчарского проекта безусловно относятся к технологии Big Data, что обусловлено необходимостью контроля процессов, протекающих в пространстве объёмом до 5000 куб. км в течение не менее 150 лет.

Блок 2 является интеллектуальной системой автоматизации процессов и производств, используемых при освоении месторождения, а также управления ими посредством программирования промышленных контроллеров и применения SCADA-систем. Блок 2 генерирует последовательность действий 3, необходимых для организации работы блока 4 [6]. При поступлении новой вводной информации блок 5 генерирует уточняющие поправки, обновляющие начальные уставки в блоке 1 и корректирующие поправки в блок 2 [7].

Организация работы добычного промысла связана с необходимостью учёта множества разнородных изменяющихся величин и, поэтому, возникает потребность в использовании многокритериальной оптимизации динамических процессов, что существенно усложняет процесс формирования управленческого решения. В этой связи предлагается использовать интегральный, комплексный критерий оптимизации («джойстик»-модель) – целесообразный геотехнологический режим эксплуатации добычного промысла в данный отрезок времени, учитывающий в ближайшей, средней и долгосрочной перспективе не только технико-экономические, но и эколого-социальные результаты деятельности.

С точки зрения математического обеспечения оптимизационной программы в качестве базовой может быть использована модель Глушкова – система организации процесса управления решением существенно нелинейных задач для многокритериальной оптимизации динамических процессов. Предлагается развить указанный подход [4] путём организации не последовательной, а параллельной схемы оптимизации в качестве автоматического управляющего действия, в так называемой нами «джойстик»-модели или «джойстик»-режиме. В данном контексте управляющий виртуальный орган – «джойстик» функционально связан со всеми контролируруемыми параметрами/показателями виртуального промысла и следит за нахождением всей системы одновременно в контуре оптимального поля допустимых значений параметров/показателей. При выходе состояния системы за пределы контура «джойстик» автоматически возвращает систему в контур оптимального поля. При этом может использоваться в качестве критических критериев не один, а несколько параметров/показателей добычного промысла, например, как предусмотрено техническим решением в экологической геотехнологии освоения железорудного месторождения [2] – уровень добычи железа и других компонентов руды; выход производимого в горной выработке биогаза; объём получаемого в горной выработке органоминерального субстрата.

Работа виртуального промысла может быть организована по схеме двух взаимодействующих контуров – самонастройки и стабилизации. В состав контура самонастройки входят алгоритм эталона поведения добычного промысла, вычислительный комплекс и виртуальный «джойстик» – блок настройки. Контур стабилизации содержит задатчик, регистратор возмущающего воздействия, управляемый объект, измеритель, преобразователь, регулятор и исполнительный блок. Эта схема обеспечивает адаптивность кибермодели добычного промысла к возмущающим воздействиям следующим образом. В контуре самонастройки алгоритм эталона поведения добычного промысла имитирует оптимальное динамическое поведение адаптивной системы как интегратор дифференциальных уравнений, согласно которым планируется работа виртуального промысла. Эти дифференциальные уравнения формируются с учётом всех факторов, действующих на систему [5], включая обратные связи [7] и, следовательно, поведение добычного промысла является эталоном. Алгоритм математически устанавливает критерий оптимальности, который вводится в вычислительный комплекс вместе с сигналами с входа и выхода контура стабилизации. Поступившая в вычислительный комплекс информация подвергается обработке, в результате которой определяется сигнал управления контура самонастройки, направляемый на виртуальный «джойстик», который оказывает управляющее/настраивающее воздействие через преобразователь, исполнительный блок и регулятор на управляемый объект. При этом в контуре стабилизации параметры регулятора автоматически изменяются таким образом, чтобы поведение добычного промысла «подогнать» к эталонному поведению виртуального промысла [6].

Предлагаемое информационно-технологическое обеспечение процесса освоения Бакчарского железорудного месторождения позволяет постоянно поддерживать оптимальный режим функционирования геотехнологии [2] по заданному регламенту, а это, в свою очередь, делает геотехнологический процесс добычи полезного ископаемого экономически и экологически выгодным.

Литература

1. Белоус Н. Х. и др. Западно-Сибирский железорудный бассейн. – 1964.
2. Заявка на изобретение № 2018139445 Россия МПК E21B 43/28 Экологическая геотехнология освоения железорудного месторождения. Лунев П.С. и Лунев В.И., заявлено 07.11.2018, опублик. 11.04.2019. – Бюл. № 11 – 7 с.
3. Лунев В.И. Основные этапы реализации Бакчарского проекта: 2001 – 2008 г.г. // Технологические проблемы и перспективы освоения Бакчарского проявления железных руд. – Сб. статей, посвящённых 50-летию открытия Западно-Сибирского железорудного бассейна и Бакчарского проявления железных руд. / Сост.: В.И.Лунев, Под общ. ред. В.Г.Емешева, М.С.Паровинчака, научн. ред.: В.И.Лунев, А.И.Усенко. – Томск: ООО «НПО «ТомГДКруда», 2008. – 356 с. – Рук. деп. в Депозитарии МГУ. – Справка № 654109-08 от 30.06.2008. – с. 345-351.
4. Лунев П.С. Адаптивная кибермодель добычного промысла: идея, схема, связи // Молодой учёный. – 2018. – №51. – с. 11-12.
5. Лунев П.С. Адаптивная кибермодель добычного промысла: исходные данные и условия// Молодой учёный. – 2019. – №5. – с. 14-15.
6. Лунев П.С. Адаптивная кибермодель добычного промысла: виртуальный промысел, последовательность действий промысла // Молодой учёный. – 2019. – №8. – с. 13-16.
7. Лунев П.С. Адаптивная кибермодель добычного промысла: обратные связи – утоняющие и корректирующие поправки // Молодой учёный. – 2018. – №16. – с. 14-16.
8. Тепляков И.М., Домаренко В.А., Молчанов В.И. Геотехнологические методы разработки железорудных месторождений Западно-Сибирского бассейна. // Геология и минеральные ресурсы Центральной Сибири. – Красноярск: КНИИГиМС. – 2001. – Вып. 2. – с.169-175.

ИНЖЕНЕРНЫЙ ПОДХОД К ОСВОЕНИЮ БАКЧАРСКОГО ЖЕЛЕЗОРУДНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ. РОБОТОТЕХНИЧЕСКИЙ АСПЕКТ

П.С. Лунев

Научный руководитель -доцент А.А. Пономарев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Процесс реализации Бакчарского проекта путём геотехнологического освоения месторождения [1-9] потребует своего робототехнического обеспечения, что обусловлено, с одной стороны, возможностью организации круглогодичной автоматизированной добычи, а с другой стороны, особенностями скважинной гидравлической добычи, в том числе, методом подземного выщелачивания.

Геологические, горные, гидрологические условия залегания железорудного пласта таковы, что при любом способе освоения Бакчарского месторождения одной из основных проблем, которую потребуется решать, будет проблема обращения с большими потоками воды, как в горной выработке, так и на дневной поверхности [3, 4, 8]. При скважинной гидродобыче напором струи воды разрушается массив железорудного пласта, частицы руды переводятся в подвижное состояние и в составе пульпы через скважину выдаются на карту намыва, где вода отделяется от руды и подаётся, как правило, в оборотную схему добычного участка [3, 4, 6, 7, 8].

При подземном выщелачивании водный раствор выщелачивающего агента закачивается в железорудный пласт, переводит полезные компоненты руды в подвижное состояние путём растворения, а получаемый водный продуктивный раствор через скважину выдаётся на дневную поверхность, где обогащаются до коллективного концентрата полезных компонентов руды с подачей воды в оборотную схему добычного участка [1, 4, 5, 9]. В обоих случаях горная выработка заводняется как поверхностными технологическими водами, так и подземными водами, обводняющими пласт.

Кроме того, в процессе отработки бакчарской железорудной толщи через скважины, потребуется учитывать особенности трёхслойной структуры пласта, включающей верхний бакчарский пласт «рудной сыпучки», средний колпашевский пласт слабосцементированной руды и нижний нарымский пласт крепкосцементированной руды [2].

В этой связи, в качестве составных частей робототехнического обеспечения Бакчарского проекта предложены способы и устройства автоматизации, процессов подземного выщелачивания и обогащения продуктивного раствора на добычном участке, реализующие экологическую геотехнологию [1].

Кибернетическое устройство для управления процессом подземного выщелачивания полезных компонентов бакчарской руды содержит вычислительный комплекс, блок настройки, датчики входных технологических параметров, представленные контроллерами состава выщелачивающего агента, его концентрации, расхода, давления и температуры, датчики выходных технологических параметров, представленные контроллерами состава продуктивного раствора, его концентрации, прихода, давления, температуры и выхода целевого приоритетного полезного компонента руды, измеритель, преобразователь, исполнительный блок и регулятор. При этом измерительный блок и регулятор содержат схему режима выщелачивания, схему декольматации, схему деструкции горной породы, соединённые последовательно-параллельно. Схема режима выщелачивания содержит на закачной скважине автоматические устройства укрепления выщелачивающего агента, нагрева выщелачивающего агента, подачи выщелачивающего агента в продуктивный пласт, включая насос, компрессор и расходомер, соединённые последовательно-параллельно. Схема декольматации содержит на выдачной скважине автоматические устройства, включающие насос, компрессор, расходомер, скважинный струйный гидромонитор, кавитатор, флоккулятор или коагулятор, соединённые последовательно-параллельно.

Схема деструкции горной породы содержит автоматические устройства, включая скважинный водоструйный резак, устройство для камуфлетного взрывания породы, струйную мельницу, соединённые последовательно-параллельно.

Кибернетическое устройство автоматически обеспечивает стабилизацию режима выщелачивания рыхлой руды (бакчарский горизонт), разрушение и извлечение песчаных/глинистых линз и прослоев продуктивного пласта, декольматацию слабосвяанной руды (колпашевский горизонт), деструкцию и измельчение крепкосцементированной руды (нарымский горизонт) путём последовательно-параллельного применения схемы режима выщелачивания, схемы декольматации и схемы деструкции горной породы.

Робототехнические устройства для обогащения водного продуктивного раствора на добычном участке позволяют обеспечить работу промысла во все периоды годового цикла эксплуатации месторождения. *В зимний сезон* предложено использовать три разновидности устройств, основанных на одном принципе действия – получения жидкого коллективного концентрата полезных компонентов руды путём извлечения воды с поверхности бассейна-отстойника в замороженном виде посредством интенсифицированного намораживания льда на плоский, цилиндрический или сферический носители.

Автоматическое устройство с плоским носителем льда содержит открытый бассейн-отстойник, наполненный продуктивным раствором; охлаждающий откос мелководного борта бассейна-отстойника; охлаждающий ветроулавливатель; устройство извлечения льда с водной поверхности в виде захватно-протяжного механизма пластины льда с датчиком толщины; роликовый транспортер; гильотину; трубопровод подачи водного продуктивного раствора, оснащённый запорно-регулирующей арматурой, сервоприводом, датчиком уровня зеркала бассейна-отстойника; трубопровод выдачи коллективного концентрата, оснащённый запорно-регулирующей арматурой, сервоприводом, датчиком уровня коллективного концентрата.

Исполнительное устройство с цилиндрическим носителем льда отличается тем, что содержит водоплавающую цилиндрическую сердцевину ледяного ролла, механизм вращения ледяного ролла и его извлечения из приповерхностного водного слоя, датчик погружения ледяного ролла, ледобойную стену.

СЕКЦИЯ 15. ГОРНОЕ ДЕЛО. РАЗРАБОТКА РУДНЫХ И НЕРУДНЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ. МАШИНЫ И КОМПЛЕКСЫ.

Система автоматизированного регулирования со сферическим носителем льда отличается тем, что содержит водоплавающую шаровидную сердцевину ледяной сферы, аксиальные и тангенциальные сопельные трубопроводы подачи продуктивного раствора, датчик погружения ледяной сферы, траловый сетчатый механизм извлечения ледяной сферы из бассейна-отстойника.

В летний сезон предложено использовать ускорители естественного испарительного процесса с поверхности воды бассейна-отстойника продуктивного раствора.

Роботизированное устройство этого типа содержит автоматически управляемые концентраторы солнечной энергии в виде отражателей и линз; ветроулавливатель сопловидного профиля; подводную нагревательную платформу, выполненную из материала сильно поглощающего солнечный свет, верхняя поверхность которой является солнечной батареей из рифлей с направлением граней перпендикулярно направлению падения солнечных лучей, при этом верхняя поверхность нагревательной платформы снабжена аккумуляторами тепловой и электрической энергии.

В демисезонье предложено использовать механизм сорбции воды с приповерхностного слоя жидкости бассейна-отстойника природным поглотителем.

Самонастраивающаяся система автоматического регулирования отличается тем, что трубопровод подачи водного продуктивного раствора соединён с гибким шлангом с ламинарной равновесной платформой стока, трубопровод выдачи коллективного концентрата оснащён концевыми включателями верхнего уровня и концевыми выключателями нижнего уровня отстоянного коллективного концентрата, в состав системы входят торфяной ленточный картридж, лентопротяжный механизм, ванна-экстрактор, валиковое устройство отжима торфа, датчик эффективности экстрагирования, ёмкость для сбора отжима торфа. Кроме того, система содержит в своём составе линзу, фокусирующую на ванне-экстракторе солнечный свет; отражательный концентратор солнечного света; генератор ультразвуковых колебаний для обработки ультразвуком содержимого ванны-экстрактора.

Таким образом, предложенное робототехническое обеспечение геотехнологической реализации [1] Бакчарского проекта поможет организовать непрерывную работу добычного промысла на высоком уровне автоматизации и управляемости добычным процессом.

Литература

1. Заявка на изобретение № 2018139445 Россия МПК E21B 43/28 Экологическая геотехнология освоения железорудного месторождения Лунев П.С. и Лунев В.И., заявлено 07.11.2018, опубл. 11.04.2019. – Бюл. № 11 – 7 с.
2. Заявка на изобретение № 2019125928 Россия МПК E21B 43/28 Кибернетическое устройство для управления процессом подземного выщелачивания и способ его работы. Лунев П.С. Заявлено 15.08.2019.
3. Лунев В.И. Концептуальные технические инновационные решения проблемы освоения Бакчарского проявления железных руд [8, с. 321-337].
4. Лунев В.И., Лукьянов В.Г., Иванюк И.М. Перспективы геотехнологического освоения Бакчарского железорудного проявления. // Вестник РАЕН. Западно-Сибирское отделение. – Вып. 9. – Кемерово: РАЕН, ЗСО, 2007. – с. 158-163.
5. Лунев В.И., Паровинчак М.С., Зыков В.М. Гидродинамическое выщелачивание. // Труды 2-ой Междунар. научн.-практ. конф. «Геотехнологии: проблемы и перспективы» (Тула, 25-28 сент. 2001 г.) – Тула: Тул. гос. ун-т, 2001 – с. 144-145.
6. Отчётные материалы поставщика по Госконтракту № ТВ-04-04-06 от 04.04.2006: Оценка Бакчарского железорудного проявления для отработки методом СГД // Научн.-техн. отчёт: Том «Опытно-методические работы по отбору валовой пробы методом скважинной гидродобычи (ОМР СГД-2008)» / Отв. исп. В.И. Лунев. – Томск: ООО «ТомГДКруда» – «Томскнедра». – 2008. – Гос. рег. № 35-06-20. – 157 с., прилож. 128 с.
7. Пат. 2496980 Россия МПК E21B 43/34; ВОЗВ 7/00: Способ получения и использования продуктов скважинной гидродобычи и устройство для его осуществления. Лунев В.И., Усенко А.И., Иванюк И.М., Бондарчук И.Б. Заявлено 03.07.2012. Опубл. 27.10.2013. Бюл. № 30.
8. Решение проблемы освоения Бакчарского железорудного месторождения Томской области в изобретениях: Сборник избранных технологических решений, запатентованных в Российской Федерации // Сост.: И.М. Иванюк, Н.Н. Ильин, В.И. Лунев, А.И. Усенко. – Под. ред. М.А. Шустова. – Томск, 2014 – 343 с.
9. Тепляков И.М., Домаренко В.А., Молчанов В.И. О возможности применения метода ПВ с использованием минеральных кислот при комплексном освоении Западно-Сибирского железорудного бассейна (на примере Бакчарского месторождения). // Проблемы и перспективы развития минерально-сырьевой базы и предприятий Сибири: Материалы межрегиональной научно-практической конференции. – Томск: Изд-во Том. политехн. ун-та. – 2005. – с. 310-314.

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ О СТРОЕНИИ КАЛИЙНЫХ ПЛАСТОВ НА ШАХТНОМ ПОЛЕ РУДНИКА БКПРУ-2 ПАО "УРАЛКАЛИЙ"

В.О. Лядов

Научный руководитель - доцент Е.В. Лукьянец

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия

Обработка геологической информации – это область исследований, которая рассчитана на широкий круг геологов, геофизиков, геохимиков, а также специалистов, интересующихся применением математики в геологии. Цифровое геологическое моделирование в настоящее время является новым направлением в науках о Земле, но все еще многие вопросы требуют своего решения. Поэтому разработка математических моделей и цифровая обработка геологической информации на ее основе является новым направлением в области изучения калийных пластов. Полученные при этом результаты имеют важное научное и практическое значение, т.к. служат базой ведения подготовительных и очистных работ. Компьютерная технология представляет собой мощное интерактивное средство обработки, интерпретации и визуализации в основном данных исследований [1].

Для описания поведения пространственно-распределенных явлений используется понятие пространственная переменная - это числовая переменная $Z = Z(X, Y)$, которая принимает значение в произвольной точке области исследования; X, Y - координаты кровли пласта АБ в пространстве [7].

Данные точки называют точками выборки. Обозначим $(X_1, Y_1), (X_2, Y_2), (X_n, Y_n)$ - координаты точек выборки, n - объем выборки, а Z_1, Z_2, \dots, Z_n - значения изучаемого явления в этих точках – исходные данные для изучения [6].

Значения этих переменных известны лишь в некоторых точках исследуемой территории. Исследуемой территорией в данном случае считаются профили подготовительных и в некоторых случаях очистных выработок.

Задача пространственной интерполяции – это получение с минимально возможной погрешностью значения изучаемой пространственной переменной Z в произвольных точках области исследования на основе обработки и анализа ее значений, измеренных в ограниченном числе выборочных точек:

$$Z(X_0, Y_0) = Z_0 \cong \bar{Z}_0 = F(Z_1, Z_2, \dots, Z_n), \quad (1)$$

где - координаты произвольной точки в области исследования;

Z_0 – неизвестное значение изучаемой переменной Z в этой точке;

\bar{Z}_0 – интерполяционная оценка неизвестного значения Z_0 , получаемая на основе выборочных данных Z_1, Z_2, \dots, Z_n .

Для оценки переменной Z в точке, где она не измерена, применяют различные методы пространственной интерполяции. Различают два основных подхода к интерполяции: детерминированный и геостатистический. В данной работе будет использован метод детерминированной интерполяции, с помощью которой можно аппроксимировать неизвестную переменную параметрической функцией. Параметр здесь выбирается так, чтобы оптимизировать наилучшее приближение в точках выборки.

Для оценки значений кровли сильвинитового пласта АБ (параметра Z), где их значение не известно, применим метод скользящего среднего. Оценкой переменной Z в некоторой точке исследуемой области, полученной по этому методу будет среднее арифметическое значение в выборочных точках, попавших в поисковый эллипс с центром в этой точке:

$$\bar{Z}_0 = \frac{\sum_{i \in N_0} Z_i}{n_0}, \quad (2)$$

Суммирование ведется по n_0 ближайшим соседям точки интерполяции, попавшим в окрестность поиска. Здесь N_0 – набор таких выборочных точек ($|N_0| = n_0$). Этот метод позволяет выявить разномасштабные тренды в данных и быстро работает даже на очень больших выборках. Таким образом метод скользящего среднего является обобщением процедур сглаживания данных.

Для получения итоговой пространственной модели в данной работе используется программный продукт «Surfer» от «Golden Software Script» [3]. Очевидно, что данные на основании которых делаются оценки разбросаны на площади карты и могут лежать или не лежать в узлах сетки. Расположим эллипс так, чтобы центр лежал в точке, в которой должна быть получена оценка. Для этого зададимся размерами фигуры 25х25м, а количество точек $n_0 = 30$. Всем точкам, лежащим внутри этой фигуры, приписываются значения отметок кровли пласта, которые затем используются при получении оценки в центральной точке. Затем эллипс передвигается в следующий узел сетки, и процесс повторяется снова. Математическая модель, основанная способе интерпретации данных с помощью метода скользящего окна, отличается синтезом геологических знаний и оригинальными технологическими приемами.

Для примера в данной работе будем использовать данные по юго-восточной части частого поля рудника БКПРУ-2 ПАО «Уралкалий». Результатом анализа геологической информации о строении калийных пластов на данном этапе стает пространственная модель кровли пласта АБ шахтного поля рудника БКПРУ-2 ПАО «Уралкалий». Для изучения изменчивости параметра, сравним исходные данные с полученными после прохождения по изучаемой поверхности скользящего среднего, для этого перенесем получившиеся данные в исходные точки (рис. 1).

Анализируя пространственную модель можно заметить, что изменчивость отметок кровли сильвинитового пласта АБ в некоторых местах юго-восточной части шахтного поля рудника БКПРУ-2 достигает аномальных

значений (более 1,25 м). Это факт говорит нам о наличии в данных областях усиления мелкой (высокочастотной) складчатости или зон интенсивной складчатости калийной залежи. Необходимо отметить, что данный метод является универсальным для поиска различных аномалий не только в геологии, но и в других науках [2-5].

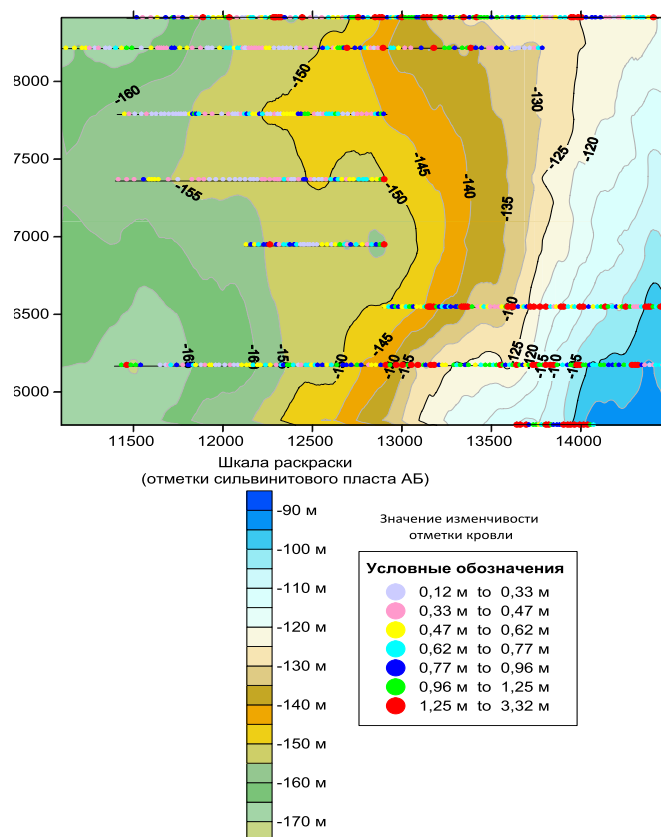


Рис. 1. Пространственная модель кровли пласта АБ в условиях юго-восточной части шахтного поля рудника БКПРУ-2 ПАО «Уралкалий».

В результате проведенных исследований можно сделать вывод о том, что в настоящее время существует большое количество математических моделей и программ для цифровой обработки геологической информации. Изучение строения калийных пластов осложняется отсутствием данных между линиями наблюдения (профили подготовительных выработок). Построение пространственной математической модели и интерпретация данных с помощью метода скользящего среднего позволяет выявить зоны интенсивной складчатости. Установлено, что значения амплитуды складок более 1,25 м свидетельствуют о наличии в данных областях зон интенсивной складчатости калийных пластов.

Литература

1. Абрамович И.И., Груза В.В., Романовский С.И. О книге Н.Н. Боровко «Статистический анализ пространственных геологических закономерностей» / И.И. Абрамович, В.В. Груза, С.И. Романовский // Советская геология. – 1973. - №1. - С. 154 - 156.
2. Боровко Н. Н. Статистический анализ пространственных геологических закономерностей. – Недра. Ленингр. отд-ние, 1971.
3. Мальцев К. А., Мухарамова С. С. Построение моделей пространственных переменных (с применением пакета Surfer)/Уч. пос //Казань: Казанский университет. – 2014.
4. Статистический анализ данных в геологии: Пер. с англ. в 2 кн./ Пер. В.А. Голубевой; Под. ред Д.А. Родионова. Кн.1. – М.: Недра, 1990. – 319 с.
5. Статистический анализ данных в геологии: Пер. с англ. в 2 кн./ Пер. В.А. Голубевой; Под. ред Д.А. Родионова. Кн.2. – М.: Недра, 1990. – 427с.
6. Теоретические основы обработки геофизической информации / А.А. Никитин, А.В. Петров // уч. пособие – М.: 2008. – 112 с.
7. Теория вероятностей и математическая статистика. Учеб. пособие для вузов. Изд. 7-е, стер. – М.: Высш. шк., 1999. - 479с.

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ ПУТЕМ ДИНАМИЧЕСКОГО ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ КОНСТРУКТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ

М.И. Мандзюк

Научный руководитель - старший преподаватель Е.Ю. Валитова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В статье представлен проект вертикального стального резервуара со стенкой каннелюрного типа, который приведет к изменению схемы взаимодействия основных конструктивных элементов и, соответственно, к повышению прочности, устойчивости и эксплуатационной надежности стального резервуара.

Ключевые слова: резервуар, прочность, надежность, стальные конструкции.

В процессе эксплуатации резервуаров вертикальных стальных из стали марки 092ГС часто выявляют дефекты в ходе диагностирования и проведения контроля практически любого резервуара. Это вызвано внешними и внутренними нагружениями на стенки (и не только) резервуаров, в связи с чем происходит сокращение срока и службы резервуаров или их разрушение.

Различают проектную (теоретическую) надежность и эксплуатационную надежность [1]. Особое влияние на эксплуатационную надежность оказывают дефекты, возникающие на этапах изготовления, монтажа, эксплуатации конструкции, а также вследствие коррозии, осадки оснований, вибрации, температурных воздействий. Нарушая проектное состояние резервуара, данные факторы сокращают срок службы конструкции.

На рис. 1 представлена статистика, которая показывает, что днища резервуара наиболее часто подвержены дефекту и, вследствие чего, отказу, а причиной чаще всего является коррозионный износ.

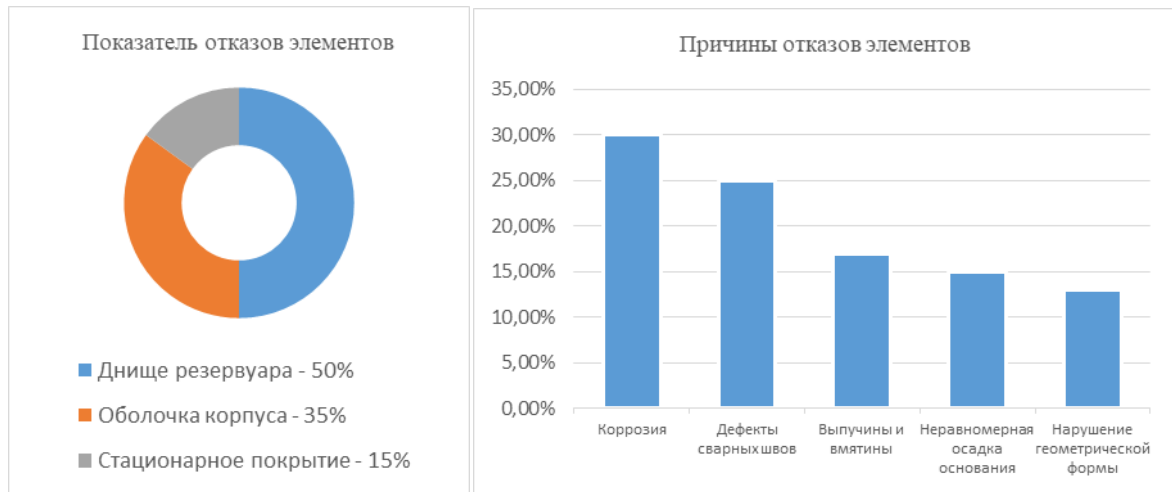


Рис.1 Статистика отказов стальных резервуаров

Защиту резервуаров от коррозии также осуществляют пассивными и активными методами. К пассивным относится применение всех видов защитных покрытий, которые изолируют агрессивную среду от поверхности резервуара. Но это лишь частично повышает прочность конструкции, что приводит к надежной эксплуатации стальных резервуаров. Имеющийся опыт эксплуатации крупногабаритных вертикальных стальных цилиндрических резервуаров (РВС) показывает, что устранить имеющиеся недостатки и повысить эксплуатационную надежность РВС возможно, когда будут разработаны новые решения, меняющие схему взаимодействия основных конструктивных элементов резервуара.

Одним из решений повышения надежности резервуара проект резервуара со стенкой каннелюрного типа РВС-К [2]. Каннелюрная панель представляет собой вертикальный участок стенки, состоящий из стальных листов, обращенных выпуклостью внутрь резервуара. Места стыка панелей называются ребрами стенки РВС-К. С внутренней стороны стыка каннелюрных панелей по всей высоте стенки приварена накладка, ширина которой составляет 0,1 длины листа стенки, образующая с ребром стенки трехгранную балку, увеличивающую жесткость всей конструкции (Рис.2).

По всему нижнему контуру стенка соединена с плоским днищем сплошным сварным швом (уторный узел), а в местах стыка панелей по верхнему контуру стенки прикреплено висячее вантовое покрытие комбинированного типа с внутренним опорным барабаном. При заполнении резервуара продуктом стеновые панели сжимаются от воздействия гидростатического давления, а в ребрах стенки возникают опрокидывающие усилия, которые снижаются за счет натяжения вантового покрытия.

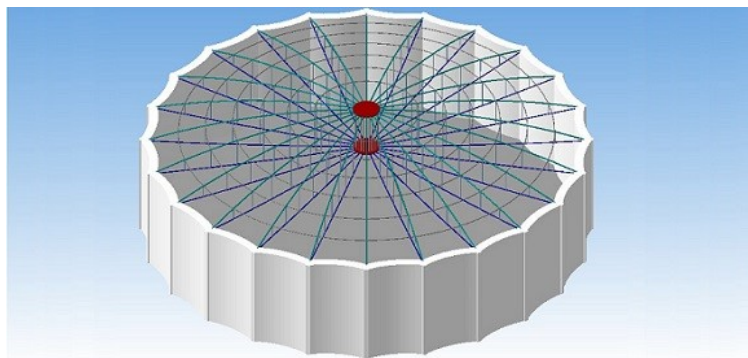


Рис.2 Трехмерная модель РВС-К объемом 10000 м³

Для оптимизации геометрии конструкции был проведен проверочный расчет РВС-К с номинальным объемом 10000 м³, изготовленной из марки стали 09Г2С на прочность и устойчивость с учетом его заполнения нефтью [3].

Таблица 1

Методология проведения расчетов

| Расчет на прочность: | Расчет на устойчивость: |
|---|--|
| $\sqrt{\sigma_1^2 - \sigma_1 \cdot \sigma_2 + \sigma_2^2} \leq R$ – проверочный расчет на прочность, где: | $\frac{\sigma_1}{\sigma_{cr1}} + \frac{\sigma_2}{\sigma_{cr2}} \leq 1$ – неравенство устойчивости стенки – неравенство устойчивости стенки |
| $\sigma_1 = \frac{1,05G_M + 1,05\psi_1 G_0}{2\pi r t_{ir}} + \frac{1,4 \cdot c_e \cdot p_s + 1,2\psi_3 p_v \cdot r}{t_{ir}} \cdot \frac{r}{2}$ – меридиональное напряжение каждого пояса, МПа | σ_1 - меридиональное напряжение каждого пояса, МПа; $\sigma_2 = (1,2 \cdot \psi_{t3} \cdot p_v + 0,5 \cdot \psi_{t2} \cdot p_w) \cdot \delta$ – кольцевое, МПа; |
| $\sigma_2 = [0,001 \cdot \rho \cdot g \cdot (H - X_L) + 1,2 \cdot p] \cdot \frac{r}{t_{ir}}$ - кольцевое напряжение, МПа | $\sigma_{cr1} = \frac{C_0}{E\delta}$ - критич. Меридиональное, МПа; $\sigma_{cr2} = 0,55 \cdot \frac{r}{H_r} \cdot \frac{E}{\sqrt{\delta^3}}$ – критическое кольцевое, МПа. |

Результаты расчетов подтвердили выводы, полученные при исследовании, что при такой схеме взаимодействия конструктивных элементов вертикальный стальной резервуар выдерживает внешние и внутренние нагрузки, что соответствует надежной эксплуатации. Кроме того, расчет напряженно-деформированного состояния заполненного резервуара показал то, что при такой схеме взаимодействия конструктивных элементов максимальные напряжения в стенке перемещаются из зоны уторного узла на середину высоты стеновых панелей, причем сами стеновые панели работают на сжатие, а кольцо жесткости, установленное на середине высоты панелей, работает на растяжение.

В соответствии с расчётами выбрано вантовое покрытие комбинированного типа с вертикальными жесткими распорками, зигзагообразной канатной решеткой и внутренним опорным барабаном. В качестве распорок применены стальные стержни. Они предназначены для передачи нагрузок между верхним и нижним поясом вант и не испытывают больших напряжений, поэтому стержни могут быть полыми, что значительно уменьшает вес покрытия. По вантам монтируется стальная обрешетка с настилом из металлочерепицы.

Для снижения потерь продукта от испарения предлагается использовать понтон, состоящий из отдельных секций - герметичных коробов из листового алюминия, заполненных алюминиевыми сотами, собираемых между собой на болтах.

Заключение.

В результате, техническим результатом разработки является:

- гарантированное увеличение прочности и устойчивости резервуара;
- возможность эксплуатации в сейсмоопасных районах;
- снижение металлоемкости резервуара;
- увеличение эксплуатационной надежности резервуара, увеличенная продолжительность срока службы

Литература

1. СП 28.13330.2012 Защита строительных конструкций от коррозии;
2. Землеруб Л.А., Егоров А.Ю., Ягавкин В.В. Резервуар повышенной надёжности с динамическим взаимодействием конструктивных элементов;
3. ГОСТ 31385-2016 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия.

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ РЕЗЬБОВОГО СОЕДИНЕНИЯ ТРУБ ДЛЯ
ВРАЩАТЕЛЬНО-УДАРНОГО СПОСОБА БУРЕНИЯ**

К.В. Мельнов, Л.А. Саруев

Научный руководитель - профессор Л.А. Саруев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

С развитием технологий в области буровой промышленности, требования к буровому инструменту постоянно повышаются, также не исключением являются требования к надежности бурильных труб, в частности повышение долговечности и эффективности работы при вращательно-ударном бурении. При бурении пилотных скважин, которые зачастую применяются при горизонтально направленном бурении, важным параметром является надежность резьбового соединения бурильных труб. Надежность бурильных труб оказывает значительное влияние на технические и экономические показатели бурения. В процессе данного бурения бурильная колонна подвержена изгибающему моменту, передачи энергии удара, трению о стенки скважины, все это приводит к снижению долговечности бурового инструмента [2].

При прохождении силовых импульсов по бурильной колонне форма волны деформации изменяется, а энергия частично рассеивается. Проведенные исследования [4, 6] показали, что долговечность работы резьбового соединения бурильных труб можно увеличить путем снижения потерь энергии в нем. Потери энергии возникают вследствие возникновения трения между витками, при прохождении силового импульса. Выполненные авторами [6] теоретические и экспериментальные исследования позволили определить конструкцию резьбового соединения бурильных труб, обеспечивающую эффективное прохождение силового импульса. Стоит отметить, что использование бурильных труб, предназначенных для вращательного бурения невозможно для вращательно-ударного способа бурения из-за возникновения в соединениях отражений волн деформации.

Предложенное резьбовое соединение бурильных труб, где в качестве соединительного элемента выступает ниппель с профилем круглой резьбы, расположенным внутри труб. Конструкция данного соединения приведена на рисунке 1. Соединительный элемент имеет конструктивные особенности, постоянство сечения по все длине, наличие центрирующего буртика для устранения несносности соединения бурильных труб и наличие установочных пластин с одной из сторон ниппеля.

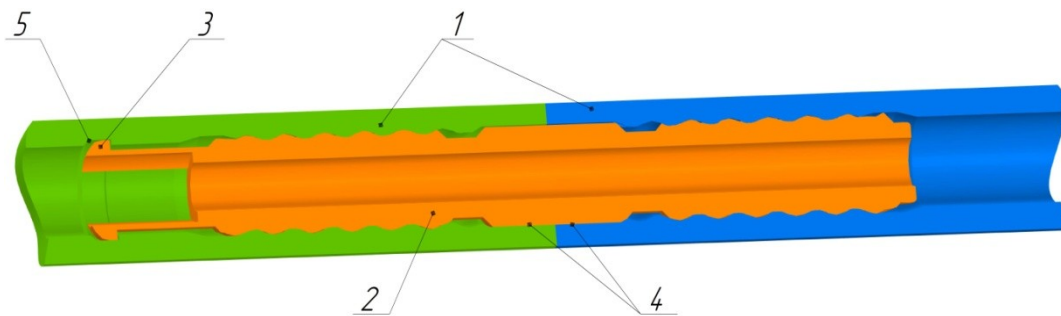


Рис. 1 – Ниппельное соединение с резьбой круглого профиля

1 – бурильные трубы; 2 – ниппель; 3 – установочная пластина; 4 – центрирующий буртик; 5 – проточка для фиксации ниппеля.

Наличие установочных пластин, является важным техническим решением, основанным на эксплуатационных испытаниях, и позволяет производить фиксацию соединительного элемента, в процессе разборки, в одной бурильной колонне. Без данного технического решения в процессе развинчивания бурильной колонны происходило выкручивание ниппеля из обеих бурильных труб одновременно, что мешало автоматизации процесса. Также, благодаря наличию зазоров в резьбе, предусмотренных ее конструкцией, становится возможным перемещение ниппеля относительно бурильных труб. При прохождении силового импульса через соединение, большая часть деформации заменяется смещением в витках круглой резьбы, тем самым увеличивая срок службы бурильных труб [3].

Для проведения расчета на прочность установочных пластин, рассмотрены основные виды сталей применяемых при изготовлении бурильных труб и соединительных элементов. Для деталей с сечением 40-50 мм применяют хромоникелевые стали 40ХН, 45ХН, 50ХН, они обеспечивают высокий комплекс механических свойств. Отличительной особенностью этих сталей является присутствие никеля, благодаря чему они имеют более высокий температурный запас вязкости и меньшую склонность к хрупкому разрушению. Помимо хромоникелевых сталей, для изготовления бурильных труб используются стали марок 45; 36Г2С; 40Х; 40ХНМ; 20ХГ2Б. При изготовлении соединительных элементов диаметром до 110 мм применяют сталь, прочность которой на одну группу превышает группу прочности трубы. Но бурильные трубы диаметром свыше 110 мм и соединительные элементы к ним изготавливают из сталей одной группы прочности. На практик чаще всего соединительные элементы изготавливают из стали марки 40ХН [1].

Фиксация ниппеля в бурильной трубе происходит следующим образом: одна сторона ниппеля с расположенными на нем установочными пластинами вворачивается в резьбовую часть бурильной трубы до момента

сопряжения установочных пластин с их посадочным местом, выполненным в виде круговой проточки. При этом в процессе установки пластина будет изгибаться с максимальным прогибом, равным высоте резьбы [4]. Для проведения расчета, по определению геометрических параметров установочных пластин примем следующие значения и геометрические параметры:

y_{max} - максимальный прогиб пластины (в месте наибольшего вылета) – 2 мм;

l - вылет установочной пластины – 25 мм;

E - модуль упругости для стали – $2 \cdot 10^5$ МПа;

b - ширина пластины – 15 мм;

h - толщина пластины (от окончания ниппеля до фиксирующего выступа – 2 мм).

Расчета усилия, действующего на установочную пластину, определяется для прямоугольной пластины по формуле:

$$J = \frac{h^3 b}{12} \quad (1)$$

Далее определим усилие P , действующее на установочную пластину, подставив в выражение ранее приведенную формулу:

$$P = \frac{y_{max} \cdot 3EI}{l^3} = \frac{2 \cdot 3 \cdot 2 \cdot 10^5 \cdot 2^3 \cdot 15}{40^3 \cdot 12} = 187,5 \text{ Н} \quad (2)$$

Используя полученное значение силы, действующей на буртик установочной пластины, рассчитаем максимальную величину напряжений в пластине по изгибающему моменту в жесткой заделке пластины и осевому моменту сопротивления поперечного сечения пластины:

$$\sigma_{max} = \frac{M_{изг}}{W_x} = \frac{6P \cdot l}{h^2 \cdot b} = \frac{6 \cdot 187,5 \cdot 40}{4 \cdot 15} = 750 \text{ МПа} \quad (3)$$

Сравним полученные результаты со справочными данными, для стали 40ХН предел текучести составляет 800 МПа [5], из условий прочности получаем:

$$\sigma_{max} < \sigma_{0,2} \quad (4)$$

Таким образом, для изготовления бурового оборудования применяют хромоникелиевые стали, например, 40ХН, для которой и выполнен расчет ниппеля с установочными пластинами, предел текучести которой составляет 800 МПа [5], что соответствует расчетному условию прочности.

Выводы

Применение вращательно-ударного бурения требует совершенствования конструкции бурильных труб, так как бурильные трубы, предназначенные для вращательного бурения, не пригодны для передачи энергии удара. Эта проблема решается применением предложенной конструкции бурильных труб с резьбой круглого профиля, а также применением в качестве соединительного элемента ниппеля. Предложенная конструкция ниппельного соединения труб позволяет произвести фиксацию ниппеля в бурильной колонне, это является необходимым условием для автоматизации процесса наращивания колонны. Основным преимуществом ниппельного соединения является возможность снижения контактных напряжений в сопряженных витках резьбы бурильной трубы. Передача крутящего момента осуществляется через плотный контакт соединяемых бурильных труб. Применение данного соединения позволяет расширить возможности применения вращательно-ударного способа бурения и повысить надежность бурильной колонны.

Литература

1. Иванов К.И., Латышев В.А., Андреев В.Д., Техника бурения при разработке месторождений полезных ископаемых. 3-е изд., перераб. и доп. – М. Недра, 1987 г. – 272 с.
2. Рыбаков А.П. Основы бестраншейных технологий (теория и практика). – М.: Пресс бюро №1, 2005. – 304 с.
3. Саруев Л.А. Исследования распространения упругих волн в колонне буровых штанг при ударно-вращательном бурении скважин в лабораторных условиях / Л.А. Саруев, А.В. Шадрин // Вестник Российской академии естественных наук. Западно-Сибирское отделение. – Кемерово, 2009. – С. 27 – 31.
4. Саруев Л.А. и др. Перспективы развития технологии и техники горизонтально направленного бурения пилотных скважин для бестраншейной прокладки трубопроводов // Известия Томского политехнического университета. – 2019, Т.330– № 4 – с. 89-97.
5. Справочник металлурга. В 5-и т. Т.2/ под ред А.Г. Рахштадта, В.А. Брострема. – М.: Машиностроение, 1976. – 720 с.
6. Шадрин А.В. Теоретические и экспериментальные исследования волновых процессов в колне труб при бурении скважин малого диаметра из подземных горных выработок: Автореф. дисс. канд. техн. наук – Томск, 2009. – 19 с.
7. Rabei M., Chang K.P., M. Gelinis, A/ Neale Analysis and design of pipes installed via direct PIPE technology // Proc. of Conference: NASTT No-Dig Show. – Palm Springs, CA, March 25-29, 2018. – 11 p.

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРОМЕХАНИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ФОРМИРОВАНИЯ СИЛОВЫХ ИМПУЛЬСОВ ДЛЯ ГОРИЗОНТАЛЬНО НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ ПИЛОТНЫХ СКВАЖИН

К.В. Мельнов

Научный руководитель - профессор Л.А. Саруев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Наличие крепких горных пород является существенной причиной препятствующей использованию горизонтально направленного бурения для большинства отраслей промышленности, которые применяют данную технологию. Для бурения в крепких горных породах требуются мощные буровые установки, при этом имеющие большие габаритные размеры, а вспомогательное оборудование, необходимое для их эксплуатации, является дорогостоящим и непрактичным для использования в городских районах [4]. Одной из важнейших технологий в развитии горизонтально направленного бурения является применение ударно-вращательного способа бурения с гидромеханической системой для формирования силовых импульсов. Развитие данной технологии позволит применять буровое оборудование средних размеров для эффективного бурения в крепких горных породах. На основании этого подтверждается актуальность и необходимость в разработке и научном обосновании принципиально нового формирователя силовых импульсов.

Проведенный обзор источников литературы выявил, что для бурения пилотных скважин, в большинстве случаев применяют вращательный способ бурения [5]. К недостаткам данного способа бурения можно отнести недостаточную эффективность работы с крепкими горными породами, которые могут возникать в виде небольших включений на планируемой траектории скважины. В связи с этим более широкое применение находят установки, совмещающие в себе вращение и удар [1]. Пример такой установки приведен на рис. 1.

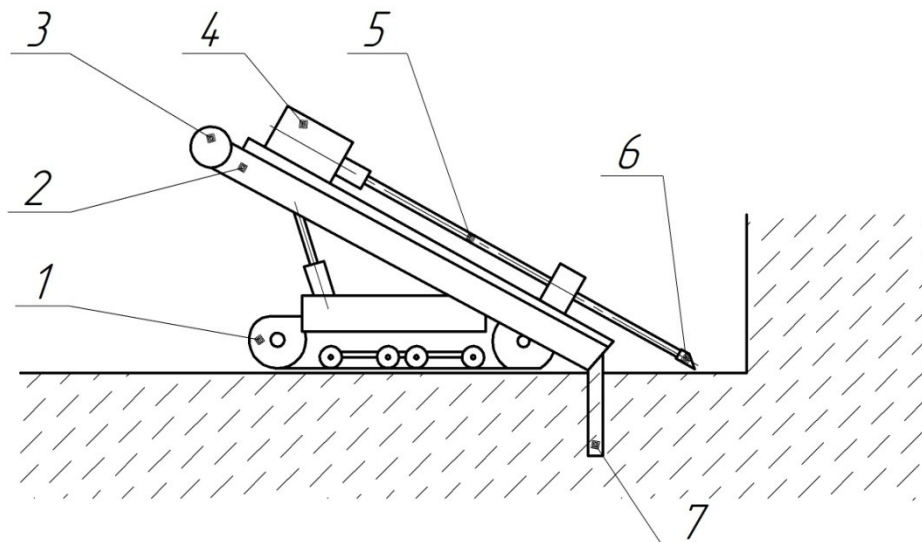


Рис. 1 – Структурная схема установки с гидромеханической системой:

1 – ходовая часть; 2 – рама; 3 – привод подачи; 4 – гидроимпульсный механизм; 5 – бурильная труба; 6 – буровая коронка; 7 – фиксирующая опора.

Приведенная на схеме установка состоит из основания 1 сопряженного с ходовой частью, на нее крепится рама 2 имеющая осевой податчик бурового инструмента 3, также на раму устанавливается гидромеханическая система для формирования силовых импульсов 4, к которой подводится бурильная труба 5, имеющая буровую коронку 6 для разрушения горных пород.

Применение мощных ударных узлов направленных на формирование силовых импульсов большой амплитуды позволяет разрушать крепкие горные породы, но его использование вызывает другую проблему, приводящую к снижению срока службы бурильной колонны. В результате чего возникла необходимость в разработке новой гидромеханической системы для формирования силовых импульсов. Стоит отметить, что разрабатываемый механизм обладает большим КПД по сравнению с существующими пневматическими ударными механизмами [2]. Применение электроударных механизмов не менее эффективно, но имеет ряд значительных ограничений, в связи с чем в настоящий момент разработка мощных механизмов затруднена.

Приведенная в работе [7] конструкция формирователя силовых импульсов позволяет увеличить КПД по сравнению с аналогами, но данная конструкция не обеспечивает полной герметичности поршневой полости цилиндра, что приводит к потере мощности механизма, в связи с этим предложена новая конструкция гидромеханической системы для формирования силовых импульсов.

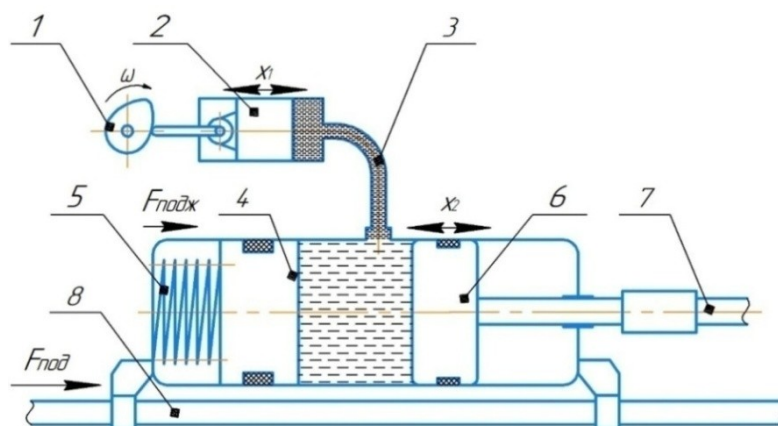


Рис. 2. Гидромеханическая система формирования силовых импульсов установки ударно-вращательного бурения: 1 – кулачковый механизм; 2 – поршень; 3 – рукав высокого давления; 4 – активная масса; 5 – пружина сжатия; 6 – поршень; 7 – бурильные трубы; 8 – направляющая.

Разработанная конструкция гидроимпульсного механизма применяемая для горизонтально направленного способа бурения пилотных скважин приведена на рис. 2. Работает данный механизм следующим образом, при совершении вращательного движения звена 1 происходит движение поршня насоса 2, стоит отметить, поршневая полость предварительно заполнена рабочей жидкостью и должна быть герметичной. При совершении возвратно поступательных движений поршня 2 происходит формирование силовых импульсов, передающихся через рукав высокого давления 3 и воздействующих на активную массу 4, предварительно поджатую пружиной сжатия 5. Активная масса 4 установлена в гидроцилиндре соосно поршню 6, пространство заполнено рабочей жидкостью. После воздействия на активную массу 4 сформированный силовой импульс через поршень 6 передается по бурильной колонне 7 к породоразрушающему инструменту, тем самым разрушая горную породу. Направляющие опоры 8 предназначены для осевой подачи на забой бурового инструмента и располагаются на раме буровой установки, расположение гидроимпульсного механизма приведено на рис. 1.

Однако эффективность применения данного механизма напрямую зависит от типа бурильных труб и конструкции их соединения между собой. Так, в работе [5], доказана эффективность использования ниппельного соединения труб с резьбой круглого профиля. Имеется ряд экспериментальных исследований, подтверждающих эффективность данной конструкции бурильных труб при ударно-вращательном бурении. Основным недостатком применения бурильных труб, используемых для вращательного бурения в ударно-вращательном бурении заключается в отсутствии постоянства сечения бурильной колонны, в местах соединения труб, что приводит к возникновению волны отражения при прохождении силового импульса, и как следствие к снижению эффективности передачи с увеличением длины бурильной колонны.

Выводы

Отличительной особенностью предложенной конструкции гидромеханической системы является возможность автоматической регулировки амплитуды силовых импульсов напрямую взаимосвязанных с крепостью горных пород, встречающихся при бурении скважины. Мировой опыт применения ударно-вращательного бурения позволяет оценить его эффективность при бурении крепких горных пород, порядка 60% данных пород разрушаются при помощи данного способа бурения [4]. Данный фактор подтверждает эффективность и актуальность проведения научных исследований и опытно-конструкторских работ, направленных на совершенствование механизмов для формирования силовых импульсов. Использование гидроимпульсного механизма позволяет расширить условия применения данных механизмов в различных отраслях добывающей промышленности.

Литература

1. Иванов К.И., Латышев В.А., Андреев В.Д., Техника бурения при разработке месторождений полезных ископаемых. 3-е изд., перераб. и доп. – М. Недра, 1987 г. – 272 с.
2. Казанцев А.А., Саруев Л.А. Повышение эффективности вращательно-ударного бурения скважин малого диаметра из подземных горных выработок: монография. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. – 175 с.
3. Пашков Е. Н., Саруев Л. А., Зиякаев Г. Р. Математическое моделирование гидроимпульсного механизма бурильных машин // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2011. – № 5. – С. 26-31.
4. Рыбаков А.П. Основы бестраншейных технологий (теория и практика). – М.: Пресс Бюро №1, 2005. – 304 с.
5. Саруев Л.А. и др. Перспективы развития технологии и техники горизонтально направленного бурения пилотных скважин для бестраншейной прокладки трубопроводов // Известия Томского политехнического университета. – 2019, Т.330– № 4 – с. 89-97.
6. Shadrina A., Saruev L., Vasenin S. The technology improvement and development of the new design-engineering principles of pilot bore directional drilling // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2014 URL: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/43/1/012068> (дата обращения 12.10.2018).
7. Novoseltseva M.V., Masson I.A., Pashkov E.N., Investigation of input signal curve effect of formed pulse of hydraulic-powered pulse machine // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2016. – V.127. №1. – p.74-77.

БРОНЕФУТЕРОВКА ДЛЯ ШАРОВЫХ МЕЛЬНИЦ

М.А. Мухамедбаева, Ш.И. Бердиев

Научный руководитель - доцент А.А. Мухамедбаев

Ташкентский химико-технологический институт, г.Ташкент, Узбекистан

Ранее нами были проведены исследования по повышению производительности шаровых цементных мельниц путем использования различных минеральных добавок и отходов промышленности [1-3]. Однако, возможности этого метода повышения производительности ограничены свойствами используемых материалов, в первую очередь абразивностью и влажностью исходных компонентов шихты.

Очевидным, является способ увеличения производительности мельниц путем изменения профиля поверхности бронифутеровки. Хотя, применение бронифутеровки уменьшает свободное сечение барабана мельницы, она предохраняет корпус мельницы от износа и придает направленное движение мелющим телам и измельчаемому материалу [4,5]. Для защиты корпуса мельницы от износа применяют бронифутеровку с различной конфигурацией поверхности. Поверхность футеровки выполняет роль элеваторного подъемника, и часто называются лифтерами. Оптимальная высота лифтера принимается в зависимости от частоты вращения мельницы и расстояния между лифтерами.

Бронифутеровку изготавливают из различных материалов: легированной стали, износостойкого чугуна, резины, карбида кремния, пластика, стеклопластика и т.д. На практике самыми востребованными являются брони из стали и резины. В некоторых случаях используется сочетание металлических и резиновых элементов.

Толщина бронифутеровки определяется по высоте гребня наибольшего выступа и является его характеристикой. Увеличение толщины бронифутеровки уменьшает производительность мельницы, но увеличивает срок службы бронифутеровки.

Нормативная толщина бронифутеровки зависит от диаметра мельницы.

При использовании несортирующей бронифутеровки распределение мелющими шарами рабочей камеры по крупности таково: более крупные шары перемещаются к разгрузочному концу, оттесняя при этом мелкие шары к загрузочному. Это отрицательно сказывается на эффективности измельчения, так как по логике крупные частицы материалы дробятся крупными шарами, а мелкие частицы материала измельчаются мелкими шарами.

Для классификации шаров по крупности применяют конусно-ступенчатую бронифутеровку. Такая бронифутеровка обеспечивает сортировку шаров по крупности и концентрацию крупных шаров к загрузочному концу мельницы. Более совершенная бронифутеровка содержит ряд плит, выполненных с наклоном в сторону загрузки, причем плиты одновременно выполнены с наклоном в сторону вращения мельницы, а между рядами наклонных плит установлены плиты с поверхностью, параллельной корпусу мельницы. На поверхности бронифутеровки могут быть выполнены продольные выступы в виде волн или трапеций с шагом 20-300 мм, высотой 20-60 мм и шириной 20-80 мм, образующие сообщающие канавки [6].

Анализируя работу мелющих тел внутри барабана мельницы предложена конфигурация поверхности бронифутеровки для двухкамерной цементной мельницы размером 2,6х13м. Согласно предложенному, бронифутеровка для первой камеры имеет форму и размеры, указанные на рисунке 1.

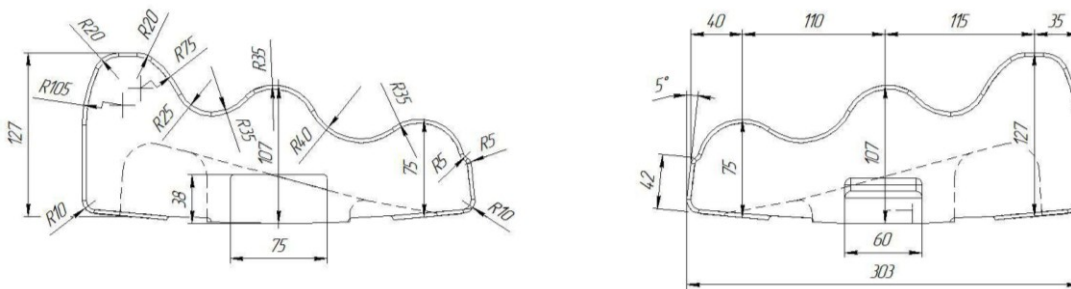


Рис. 1 Бронифутеровка для первой камеры цементной мельницы

Специальные профили бронифутеровки нужны для первой камеры, где создается водопадный режим работы шаровой загрузки. Правильный подбор бронифутеровки в первой камере мельницы с водопадным режимом позволяет предотвратить проскальзывание шаровой загрузки по отношению к футеровке. Скольжение шаровой загрузки наиболее ощутимо, когда шаровая загрузка состоит из шаров крупных размеров. В этой камере мельницы измельчение материала происходит за счет энергии удара. Данная бронифутеровка с двухволновым профилем обеспечивает сортировку шаров по крупности и концентрацию крупных шаров к загрузочному концу мельницы и позволяет уменьшить энергозатраты на измельчение клинкера с добавками до 10%.

Во второй камере мельницы с каскадным режимом работы шаровой загрузки предлагается использование футеровки с гладкой поверхностью. Бронифутеровки второй камеры приведена на рисунке 2.

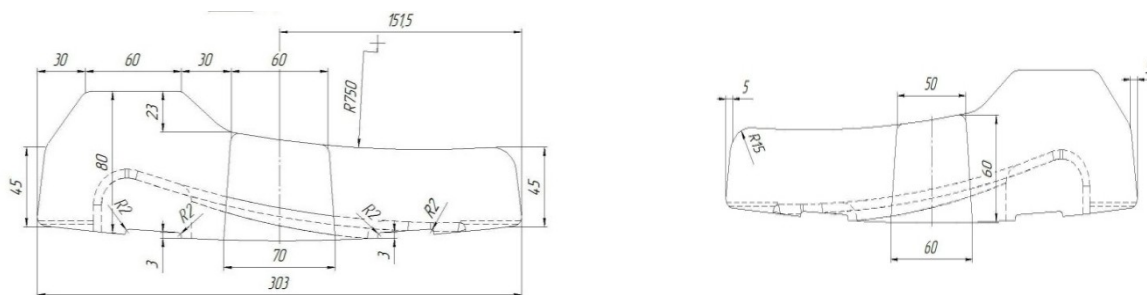


Рис. 2 Бронефутеровка для второй камеры цементной мельницы

Предлагаемая бронефутеровка наиболее целесообразно устанавливать в средней части второй камеры, где с двух сторон в несколько рядов устанавливается обычная гладкая волнистая бронефутеровка. Гладкая поверхность бронефутеровки обеспечивает тонкое измельчение материала истиранием и раздавливанием. Для более эффективного использования мелющей загрузки первая камера должна работать в водопадном режиме, а вторая – в каскадном режиме.

В двухкамерных мельницах одинакового диаметра обеспечение различных режимов в камерах возможно за счет подбора коэффициентов заполнения камер шарами, а также подбором профиля бронефутеровки. Увеличение коэффициента заполнения шаровой загрузки приводит к увеличению сцепления между шаровой загрузкой и барабаном мельницы, что способствует работе мельницы в водопадном режиме. При меньшем коэффициенте заполнения возникает каскадный режим. В мельницах с фиксированной частотой вращения также имеет место влияния на процесс измельчения материала путем изменения коэффициента заполнения, ассортимента мелющих тел и профиля бронефутеровки.

Наиболее эффективным является смешанная схема бронефутеровки, когда, в первой камере наряду с предлагаемым профилем бронефутеровки используется обычная конусно-волнистая бронеплита, во второй – с плоской волнистой бронеплитой. Первая камера мельницы должна быть загружена смесью крупных шаров с различным диаметром, а вторая – смесью более мелких шаров или цильпесами.

Предлагаемая схема бронефутеровки была использована на АО «Бекабадцемент». Первая камера мельниц были загружены стальными шарами диаметром от 40 до 100 мм, а вторая камера – цильпесами диаметром 25-40 мм. Шаровые мельницы помола цемента до реконструкции имели максимальную производительность 26-27 т/ч. После установки, предлагаемой бронефутеровки производительность мельниц выросла до 30 т/ч. При этом, из шаровой загрузки первой камеры исключены шары диаметром 100 мм.

Физико-технические характеристики цементов, произведенных на АО «Бекабадцемент», следующее: остаток на сите с сеткой 008 – до 13 мас.%; удельная поверхность, определенная методом воздухопроницаемости на приборе Т-3 – 2900-3100 см²/г; сроки схватывания цементного теста: начало – не ранее 2 часа 35 минут, конец – не более 4 часа 55 минут; расплыв стандартного конуса при нормальной густоте цементного теста – не более 110 мм; прочность цементного камня при соотношении цемент/песок = 1:3 и водоцементном отношении равны 0,40 в 28 суточном возрасте твердения в нормальных условиях по ГОСТ 310.4-81 «Цементы. Методы определения предела прочности при изгибе и сжатии» (МПа, не менее): при изгибе – 5,7; при сжатии – 39,6. Физико-технические характеристики цементов определены в производственном испытательном подразделении АО «Бекабадцемент».

Литература

1. Мухамедбаев А.А., Яичников Я.М., Мухамедбаев А.А. Исследование размалываемости портландцемента в промышленных трубных шаровых мельницах / Химия и химическая технология. 2018, № 3. –С. 32-36.
2. Мухамедбаев А.А., Пиримов Т.Ж., Мухамедбаев А.А. Энергосбережение в технологии производства портландцемента // Материалы XI Междунар. конф. молодых ученых «Теория и практика повышения эффективности строительных материалов». Пенза, 2016. –С.129-132.
3. Мухамедбаева М.А. Использование хвостов обогащения цветных металлов в производстве цементов // Труды XXIII Международного симпозиума «Проблемы геологии и освоение недр». Томск. 2019. –С.397-399.
4. Пат. 2284861 Россия МПК В02С 17/22. Барабанная мельница. Иванов А.М. Заявлено 01.02.2005; Оpubл. 10.10.2006, Бюл. №28. – 7 с.: ил.
5. Патент 2304466 Россия МПК В02С 17/22. Бронефутеровка для мельниц полусамозмельчения (варианты). Совмен В.К., Иванов В.И., Кузина З.П., Битаров М.А., Алиханов И.А. Заявлено 21.09.2005; Оpubл. 20.08.2007, Бюл. №23. – 11 с.: ил.
6. Патент 2314160 Россия МПК В02С 17/22. Сортирующая бронефутеровка барабанных мельниц. Совмен В.К., Иванов В.И., Кузина З.П., Битаров М.А., Алиханов И.А. Заявлено 10.06.2007; Оpubл. 10.01.2008, Бюл. №1. – 7 с.: ил.

КОНТРОЛЬ ГРУЗОПОТОКОВ НА КАЛИЙНЫХ РУДНИКАХ

А.Е. Суханов

Научный руководитель - доцент Д.И. Шишлянников

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия

Процесс добычи калийной руды состоит из отдельных технологических этапов, включающих отделение руды от забоя, транспортирование, обогащение на фабриках. При этом конечной целью любого горнодобывающего предприятия является извлечение максимальной экономической выгоды при минимальных вложениях.

Извлечение полезного компонента из поступившей горной массы с рудника является наиболее энергоемким и материально затратным этапом на добычном предприятии, что обуславливает необходимость разработки мероприятий по снижению затрат на обогащение калийной руды. Одним из таких мероприятий является внедрение технических решений по управлению составом калийной руды на этапе добычи и транспортирования в условиях рудника, что является актуальной научно-технической задачей. Примером компаний, которые заинтересованы в решении задачи контроля качества руды являются «Уралкалий», «Беларуськалий», «ЕвроХим».

Каждая обогатительная фабрика настраивается под конкретные геологические условия рудника. Зная среднюю величину содержания полезного компонента в рудном теле шахтного поля, фабрику настраивают под конкретное процентное соотношение «полезный компонент – пустая порода». По полученным геологическим данным на примере 2-ой северо-западной панели, 4-го БКПРУ, ПАО «Уралкалий», авторами была получена картина распределения полезного компонента – KCl (рисунок 1).

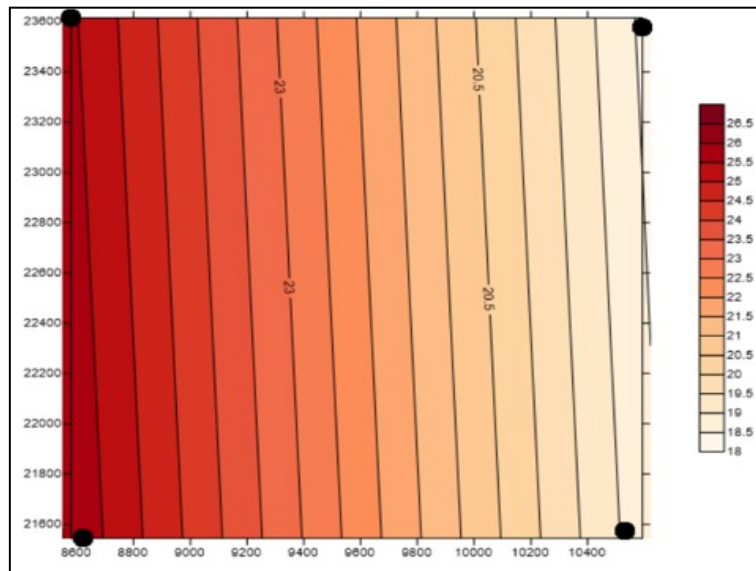


Рис. 1 Обработка геологических данных по панели 2 СЗП, БКПРУ-4

Для обеспечения требуемого параметрами обогатительной фабрики содержания KCl в руде, на складах производят процесс смешивания пустой породы и полезного ископаемого (шихтовка руды). Уменьшение затрат на шихтование калийной руды может быть реализовано посредством управления составом руды на этапе добычи и транспортирования. Обеспечение подачи более равномерного состава на склады достижимо путем моделирования процессов ведения горных работ. Второй важной частью рудоподготовки является снижение поступления мелкой, пылевидной фракции размером менее 0,25 мм, увеличение количества которой влечет снижение прибыли предприятия [1]. Построение идеальной имитационной модели позволит правильно распределять грузопотоки, с наименьшим числом перегрузок, отслеживать возможные места просыпей, а также производить правильный подбор горнотранспортного оборудования.

Другим немаловажным аспектом в области управления грузопотоками является адаптация в ленточные транспортеры конвейерных весов, благодаря которым будет производиться учет перегружаемой массы на другой конвейер и оснащение приводов конвейеров преобразователями частоты. Весы состоят из грузоприемного устройства, имеющего одну или две весовые роликоопоры, со встроенными тензодатчиками и датчиком скорости (рисунок 2), принцип действия их работы основан на преобразовании деформации упругих элементов – тензодатчиков.

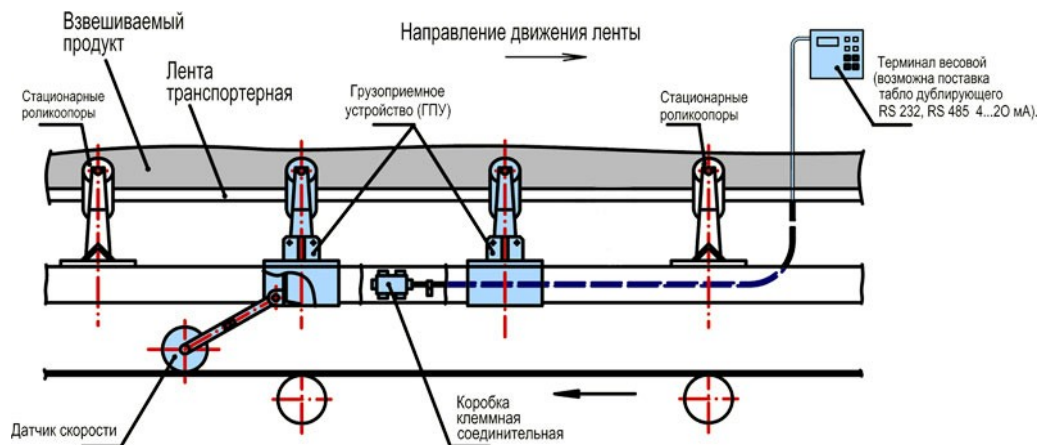


Рис. 2 Конструкция конвейерных весов

Согласно источнику [2] на транспортировку горной массы ленточными конвейерами, лишь 5-10% вырабатываемой приводом мощности тратится на перемещение непосредственно горной массы. Остальная мощность затрачивается на приведение в движение самой ленты. На сегодняшний день существует множество способов регулирования скорости движения ленты конвейера. Использование вариаторов повлечет за собой больших затрат на внедрение и эксплуатацию, а также, данный тип регулирования не способен передавать большие крутящие моменты. Внедрение гидротрансформаторов не нашло большого применения в наше время. Возможно, это связано со снижением КПД, постольку регулируется скорость не электродвигателя, а непосредственно приводного барабана [3]. Внедрение же частотного преобразователя и правильная настройка режимов работы конвейеров позволят достичь высокого экономического эффекта.

Зная массу транспортируемого материала и результаты отбора пробы по содержанию полезного компонента предполагаемых забоев, была получена следующая формула для усреднения процентного состава полезного компонента:



Рис. 3 Схема транспортирования горной массы конвейерами в околоствольном дворе

$$\Delta X = \frac{m_1 \cdot X_1 + m_2 \cdot X_2}{(m_1 + m_2) \cdot 100\%} \quad (1)$$

где ΔX – усредненное содержание КС1 с двух конвейеров; m_1 и m_2 – перемещаемая масса груза конвейерами 1 и 2, соответственно, кг; X_1 и X_2 – содержание КС1 в 1 тонне руды перемещаемой конвейерами 1 и 2, соответственно, %.

Таким образом, разработка имитационной модели и внедрение частотных преобразователей на ряду с конвейерными весами в существующие ленточные транспортеры позволят контролировать и регулировать состав перемещаемой горной массы. Благодаря данным мероприятиям возможно снизить затраты на обогащение и транспортировку калийной руды.

Литература

1. Бекишев Р.Ф., Дементьев Ю.Н., Электропривод: учеб. пособие для академического бакалавриата – Москва, «Юрайт», 2016г – 301с.
2. Моделирование вариантов распределения рудопотоков в руднике БКПРУ-4 на основании решений, заложенных в проекте ОАО «Галургия»: отчет по НИР / ГИ УрО РАН; рук.: Б.П. Казаков; исполн.: Ю.В. Круглов, Л.Ю. Левин, А.Г. Исаевич, Е.Л. Гришин, А.В. Зайцев и др. Пермь, 2009 г, 184 с.
3. Саруев Л. А., Шадрина А. В. Исследования распространения упругих волн в колонне буровых штанг при ударно-вращательном бурении скважин в лабораторных условиях //Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2006. – Т. 309. – №. 6.
4. Тетерина Р.Х., Сабиров Л.Я., Кириченко Л.Н., Технология флотационного обогащения калийных руд – Пермь, «Соликамская типография», 2002 г. – 485 с.

**ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ
«КАПИЛЛЯРИМЕТРА ГРУППОВОГО» МЕТОДОМ КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ В
ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ ANSYS**

В.И. Урсу

Научный руководитель - профессор К.В. Сызранцева
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

«Капилляриметр групповой» предназначен для определения остаточной водонасыщенности порового пространства на образцах консолидированного керна методом полупроницаемой мембраны по зависимости насыщенности от капиллярного давления в соответствии с требованиями ОСТ 39-204-86 [7]. Описываемый метод заключается в измерении содержания воды в капилляриметрической установке с полупроницаемой мембраной, т.е. происходит вытеснение жидкости при заполнении ловушки нефтью или газом. Установка позволяет проводить исследования и опыты в области давлений от 0,0007 до 1,7 МПа во всем диапазоне проницаемостей пород и диапазоне изменения коэффициента водонасыщенности порового пространства. После выполнения необходимых исследований изучается влияние пластовых условий на:

- проницаемость,
- пористость (сжимаемость порового пространства),
- удельное электрическое сопротивление,
- скорость распространения ультразвука.

Результаты опытов, полученные при исследовании горных пород, используют для внесения соответствующих поправок в данные.

«Капилляриметр групповой» состоит из трех основных узлов: модуля вакуумирования, камеры для образцов и стойки капилляриметра. Камера оснащена полупроницаемыми керамическими мембранами большого диаметра для выполнения необходимых измерений на образцах в количестве не менее 30 образцов, диаметром 30 мм и длиной 30 мм. Ее можно использовать в тестах на замещение воды нефтью или маслом.

Устройство представляет собой камеру, содержащую основание, центральную часть и крышку, герметически соединенных друг с другом болтовыми соединениями, при этом внутренняя и центральная часть разделена водонасыщенной полупроницаемой мембраной, на которой сверху установлены образцы. Центральная часть снабжена вентилем и штуцером для отключения камеры, а основание - сборником жидкости.

Сборку капилляриметра выполняют под уровнем воды, в любом сосуде (батареинном стакане, эксикаторе и т.п.), последовательно соединяя нижнюю резиновую прокладку, мембрану и верхнюю прокладку. Затем устанавливают корпус, прокладки и болтами соединяют крышку. Испытания проводятся в несколько этапов, каждый раз увеличивая давление в капилляриметре: расположенная внутри устройства мембрана ограничена поровым давлением ее прорыва. На данный момент применяются мембраны с давлением прорыва в 0,1; 0,3; 0,5 и 1,2 МПа. Поддерживать необходимую температуру и давление в течении длительного времени (максимально: 45 суток) позволяет система контроля. Преимущество данного оборудования заключается в универсальности и простоте конструкции, что позволяет изготовить его для образцов керна разного диаметра и обеспечить требуемый контакт образцов с полупроницаемой мембраной в капилляриметре. Оно помогает установить и смоделировать содержание остаточной воды в породе, метод является более достоверным, но его главным и единственным недостатком является большое затрачиваемое время, что ограничивает его применение [4].

В ходе проведения испытаний группового капилляриметра, выполненного из материала 12X18H10T (легированная нержавеющая сталь, коррозионно – стойкая, жаропрочная и жаростойкая ГОСТ 5632-2014 [1]), были значительно деформированы нижняя и верхняя часть устройства, причины отказа которых необходимо выявить. Решить такую задачу можно с помощью численных методов теории упругости, а именно, методом конечных элементов [2, 5, 6]. Для расчета напряженно – деформированного состояния при заданных условиях используется программный комплекс ANSYS [3]. Конечно-элементный анализ состоит из нескольких этапов:

Первый этап – построение геометрии в системе для 3D проектирования под названием SolidWorks, а после - импортирование в формате *.sat в программный комплекс ANSYS.

Второй этап – построение максимально точной конечно-элементной сетки: для ее разбивки был выбран конечный трехмерный квадратичный элемент типа SOLID186, заданы необходимые параметры материала, а размер сетки был выбран в размере 7 мм. В местах, интересующих нас больше всего, сетка была уменьшена до 2 мм для верных расчетов программы и получения более достоверных результатов.

Третий этап - определение расположения граничных условий и установление их на нашем образце. В качестве анализа выбрана четверть модели, так как она является симметричной относительно двух плоскостей: были указаны условия симметрии на плоскостях разреза. Корпус устройства жестко заделан, а на верхней и нижней части капилляриметра указано внутреннее давление 1,7 МПа, которое было приложено при испытаниях.

Четвертый этап - для решения задачи используется SPARSE SOLVER (прямой решатель, который в ANSYS стоит по умолчанию).

Пятый и последний этап - выполнение расчета и анализ полученных результатов в программе.

В ходе проведенных тестовых испытаний капилляриметра была выявлена слишком высокая степень деформирования его крышки и дна, что можно наблюдать на картине распределения суммарных перемещений (рис. 1) и распределения эквивалентных напряжений по Мизесу (рис. 2), для наглядности деформация преувеличена в 5 раз. Максимальное перемещение составило 3,5 мм (рис. 1), поэтому производителем было принято решение увеличить толщину деталей. В ходе дальнейшего компьютерного моделирования будет выполнена оптимизация конструкции с целью выбора наилучшей толщины крышки и дна капилляриметра.

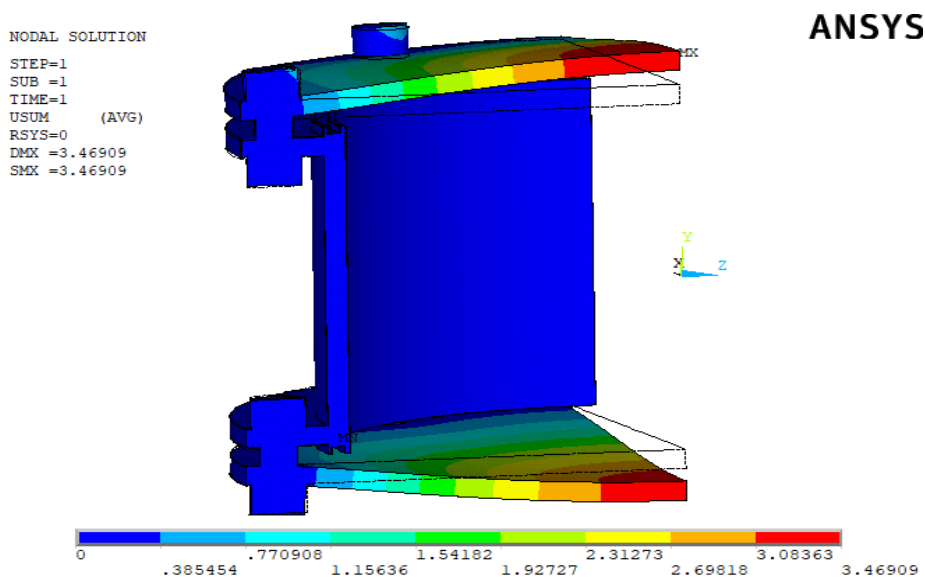


Рис. 1 Распределение суммарных перемещений

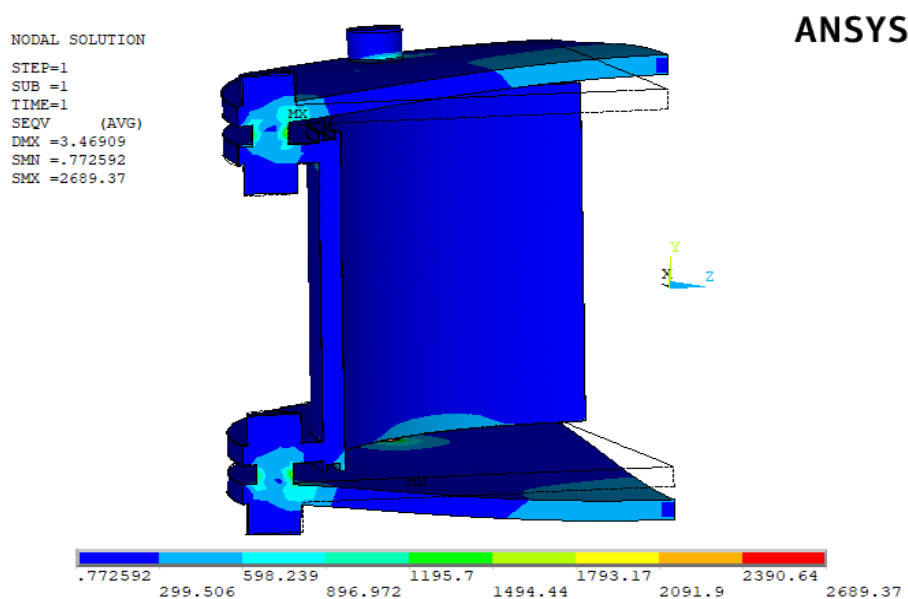


Рис. 2 Распределение эквивалентных напряжений по Мизесу

Литература

1. ГОСТ 5632-2014. Нержавеющие стали и сплавы коррозионно-стойкие, жаростойкие и жаропрочные. Технические условия [Текст]. введ. 2015-01-01. – Москва: Стандартинформ, 2014. – 48 с.
2. Сызранцева, К. В. Компьютерный анализ нагруженности и деформативности элементов нефтегазового оборудования: Монография / К. В. Сызранцева. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2009. – 124 с.
3. Сызранцева, К. В. Компьютерное моделирование процесса гидравлических испытаний корпуса превентора / К. В. Сызранцева, Ю. И. Князев, Е. В. Сеньков // Вестник Тюменского государственного университета. – 2009. – №6. – С. 27-34.
4. Тульбович, Б.И. Методы изучения пород-коллекторов нефти и газа / Б.И. Тульбович - М.: Недра, 1979. - 301 с.
5. Урсу В. И. Исследование напряженно-деформированного состояния вала-шестерни ротора Р-560 методом конечных элементов / В. И. Урсу // Кристаллы творчества САН – Тюмень: ТИУ, 2018. – С. 32-35.
6. Урсу В.И. Компьютерный инженерный анализ дна капилляриметра группового методом конечных элементов / В.И. Урсу // Новые информационные технологии в нефтегазовой отрасли и образования – Тюмень: ТИУ, 2019. – С. 27-29.

**ОБОСНОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ СТЕНДА ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССА
ИНЕРЦИОННО-УДАРНОГО РАЗРУШЕНИЯ ТВЕРДЫХ ГОРНЫХ ПОРОД**

А.Б. Фокин

Научный руководитель - ведущий научный сотрудник С.Я. Левенсон

Институт горного дела СО РАН, г. Новосибирск, Россия

В горнодобывающей промышленности наметилась тенденция к переходу от буровзрывных методов разрушения массивов горных пород к безвзрывным технологиям разработки месторождений полезных ископаемых. Это связано с большим количеством недостатков взрывной отбойки: высоким уровнем потерь и разубоживания полезного ископаемого, высокой стоимостью и повышенной опасностью взрывных работ, отрицательным воздействием на окружающую среду и другими. В связи с этим в настоящее время наиболее перспективными среди безвзрывных способов разрушения являются механические, среди которых наименьшей энергоемкостью обладает ударное разрушение. За счет малой энергоемкости, высоких ударных усилий и интенсивности воздействия на породный массив с помощью ударного способа можно разрабатывать крепкие горные породы прочностью на сжатие до 100 МПа [1].

В Институте горного дела им. Н.А. Чинакала СО РАН на основании проведенных исследований [3] было предложено использовать в качестве породоразрушающего устройства вращательный рабочий орган инерционно-ударного действия, применение которого позволит успешно разрабатывать горные породы в условиях, открытых и подземных горных работ.

В Лаборатории вибротехники ИГД СО РАН разрабатывается стенд для исследования процесса инерционно-ударного разрушения твердых материалов, изображенный на рисунке 1.

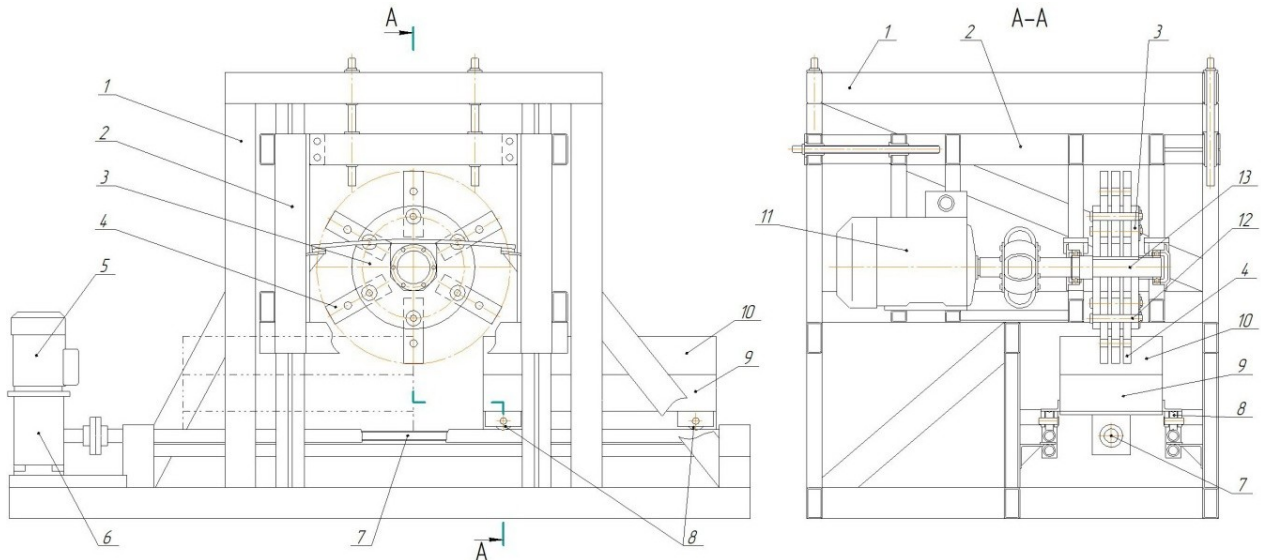


Рис. 1 Лабораторный стенд для исследования инерционно-ударного разрушения твердых материалов

1 – металлоконструкция стенда; 2 – рама подвижная; 3 – диск ротора; 4 – молотки; 5 – электродвигатель привода подачи; 6 – редуктор привода подачи; 7 – винт ходовой; 8 – ролики опорные; 9 – каретка подвижная; 10 – образец; 11 – электродвигатель привода ротора; 12 – оси молотков; 13 – вал ротора

Стенд представляет собой металлоконструкцию, на которой независимо друг от друга установлены механизм привода ротора и механизм подачи разрушаемого образца.

Механизм привода ротора состоит из электродвигателя 11, смонтированного на подвижной раме 2. Рама имеет возможность перемещаться по направляющим в вертикальном и горизонтальном направлении относительно металлоконструкции 1 стенда за счет винтовых передач. Механизм подачи образца включает в себя электродвигатель 5 и червячный редуктор 6, смонтированные на металлоконструкции 1 стенда, а также подвижную каретку 9. Образец 10 разрушаемого материала закрепляется на каретке, которая посредством роликов 8 опирается на направляющие и перемещается по ним за счет вращения ходового винта 7 механизма подачи. Ротор состоит из вала 13 с закрепленными на нем дисками 3, между которыми на собственных осях 12 свободно подвешены ударные элементы – молотки 4.

Стенд приводится в действие следующим образом. Запускается электродвигатель привода ротора рабочего органа, при разгоне которого свободно подвешенные молотки накапливают кинетическую энергию. Включается механизм подачи, и каретка с разрушаемым образцом перемещается в направлении вращающегося ротора. При контакте молотка с поверхностью образца происходит их соударение, сопровождающееся преобразованием кинетической энергии молотка в энергию удара. В результате соударения происходит хрупкое разрушение образца с

откалыванием от него частиц материала, при этом молоток за счет свободного подвешивания «отскакивает» от образца и, вращаясь вместе с ротором, вновь накапливает энергию для нанесения следующего удара [4].

При вращении ротор должен быть динамически уравновешен. Для этого необходимо обеспечить установку ударных элементов с равным угловым шагом, причем при большем их количестве ротор будет наиболее уравновешен. Также на роторе существует возможность устанавливать молотки параллельно в несколько рядов в пространстве между соседними дисками ротора. За счет этого можно изменять количество одновременно работающих молотков, ширину разрушаемой полосы материала и моделировать различные схемы нанесения ударов (например, попеременную или винтовую). Имеется возможность устанавливать на роторе молотки различной ширины и формы, что расширяет исследовательские возможности лабораторного стенда. Конструкция ротора позволяет осуществлять быструю замену ударных элементов. Путем перемещения ротора относительно подвижной каретки в горизонтальном и вертикальном направлении можно изменять расположение разрушаемой полосы в образце и ее глубину.

Представленный стенд должен обеспечивать скорость соударения молотков рабочего органа с разрушаемым образцом в диапазоне от 5 до 40 м/с. Для этого при диаметре ротора по концам ударных элементов равном 500 мм частота его вращения должна находиться в пределах от 190 до 1520 об/мин. В этом случае для привода вращения ротора целесообразно применить 3-фазный асинхронный электродвигатель с номинальной частотой вращения 950 об/мин и изменять ее с помощью преобразователя частоты питающей сети в диапазоне от 10 до 80 Гц.

Механизм подачи стенда должен обеспечивать скорость подачи образца в диапазоне от 0,25 до 0,4 м/мин. Для выполнения этого условия целесообразно применить 3-фазный асинхронный электродвигатель с номинальной частотой вращения 1380 об/мин и изменять частоту его питающей сети частотным преобразователем в пределах от 50 до 80 Гц. Таким образом можно получить частоту вращения ходового винта механизма подачи с шагом резьбы 5,5 мм от 46 до 74 об/мин на выходе червячного редуктора с передаточным числом $i = 30$.

Стенд должен обеспечивать реверсирование направления вращения ротора для получения различных вариантов взаимодействия рабочего органа с образцом и различных схем разрушения материала. Плавное изменение частоты питающей сети электродвигателей с помощью частотных преобразователей позволяет получить различные сочетания скоростей соударения молотков и подачи образца разрушаемого материала. Реверсирование вращения ходового винта выполняется для возвращения каретки с образцом после разрушения в исходное положение.

На представленном лабораторном стенде будут решаться следующие задачи:

- установление зависимости затрат энергии на разрушение образцов твердых материалов от конструктивных и динамических параметров рабочего органа и вариантов его взаимодействия с образцом;
- определение рационального количества ударных элементов и порядка их расположения на роторе для эффективного разрушения различных материалов.

Экспериментальные исследования будут проводиться методом физического моделирования процесса послойного разрушения образцов твердых материалов. В экспериментах предполагается использовать образцы разрушаемых материалов без моделирования их физико-механических характеристик. В качестве образцов могут быть использованы бетон, мрамор, гранит, каменная соль и другие материалы.

На основании полученных данных будут рекомендованы наименее энергоемкие режимы разрушения различных твердых материалов.

Результаты исследования, полученные с помощью лабораторного стенда, послужат основой для создания устройства с рабочим органом инерционно-ударного действия для послойного разрушения материалов различной прочности в процессе добычи полезных ископаемых.

Литература

1. Маттис А.Р., Ческидов В.И., Яковлев В.Л. и др. Безвзрывные технологии открытой добычи твердых полезных ископаемых / отв. ред. В.Н. Опарин. – Новосибирск: Изд-во СОРАН, 2007. – 337 с.
2. Ржевский В.В. Задачи горной науки в области открытой разработки месторождений полезных ископаемых / В.В. Ржевский, К.Н. Трубецкой // Горный журнал. – 1988. – № 1. – С. 21 – 23.
3. Сердцева Ж.В. Об ударном разрушении пород средней прочности / Ж.В. Сердцева, А.Я. Тишков, Л.И. Гендлина, С.Я. Левенсон // Сб. трудов II международной конференции "Динамика и прочность горных машин". – г. Новосибирск, ИГД СО РАН, 2003. – С. 83 – 87.
4. Фокин А.Б. О возможности использования инерционно-ударного способа разрушения горных пород при добыче полезных ископаемых // Труды XXIII Международного симпозиума «Проблемы геологии и освоения недр». – г. Томск, ТПУ, 2019. – Т. 2. – С. 523 – 525.

ОЦЕНКА ПРОЧНОСТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ЗАРУБЕЖНОГО И ОТЕЧЕСТВЕННОГО ЦЕНТРАТОРОВ

Р.Р. Хайруллин, К.К. Манабаев

Научный руководитель - доцент К.К. Манабаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В статье представлен сравнительный анализ двух исполнений центраторов-турбулизаторов разных производителей путем оценивания напряженно-деформированного состояния проектных моделей центраторов фирм «Matrix» и «Механический завод» при эксплуатационных нагрузках.

Ключевые слова: центратор-турбулизатор, напряженно-деформированное состояние (НДС), прочность, метод конечных элементов (МКЭ).

Введение

Строительство нефтяных скважин неразделимо связано с таким понятием как цементирование скважин. Для достижения качественного цементирования скважины – заполнение затрубного пространства тампонажным раствором путем замещения бурового раствора, необходимо центрирование обсадной колонны для предотвращения контакта колонны со стенкой скважины, а также турбулизация восходящего потока технологических жидкостей [1]. С этой целью при строительстве скважин применяют центраторы, турбулизаторы и комбинированное устройство – центратор-турбулизатор [3].

Данные устройства представляют собой жесткие цельнокорпусные центраторы с лопастями спиралеобразной формы. Позиционируются как устройства, объединяющие технические характеристики как классических центраторов, так и турбулизаторов. Данные центраторы изготавливаются из металлов, полимерных и композиционных материалов, могут иметь роликовые устройства для снижения сил трения при спуске колонны.

Целью данной статьи является сравнительный анализ прочностных характеристик отечественного, произведенного компанией «Механический завод», центратора-турбулизатора и зарубежного аналога производства фирмы «Matrix» также, как и конкурент, широко распространенного в нефтепромысле.

В статье приведены результаты анализа напряженно-деформированного состояния центраторов-турбулизаторов, оценки их статической прочности, представлена оценка запаса прочности центраторов.

Анализ форм центраторов-турбулизаторов

Для анализ напряжено-деформированного состояния центраторов необходимо знать механические характеристики материалов. Для получения информации о характеристиках отечественного устройства было заключено соглашение с предприятием «Механический завод» о предоставлении нам необходимых данных для проведения исследования. С зарубежным аналогом («Matrix») были проведены испытания образцов полимера центратора на растяжение и сжатие. Эксперименты проведены на механической разрывной испытательной машине Instron 1185: испытания на растяжения проводились в соответствии с ГОСТ 11262-2017 «Пластмассы, метод испытания на растяжение (ISO 527-2:2012)»; Испытания на сжатие проводились в соответствии с ГОСТ 4651-2014 «Пластмассы, метод испытания на сжатие (ISO 604:2002)». В таблице 1 представлены необходимые материальные характеристики образцов.

Таблица 1

Прочностные характеристики для материалов центраторов-турбулизаторов

| «Механический завод» | «Matrix» |
|--|---|
| модуль Юнга $E = 21 \cdot 10^8$ Па, коэффициент Пуассона $\mu = 0,31$, предел текучести $\sigma_t = 250$ МПа. | модуль Юнга $E = 9,3 \cdot 10^8$ Па, коэффициент Пуассона $\mu = 0,35$, предел текучести $\sigma_t = 100$ МПа. |

Для построения модели отечественного центратора воспользовались предоставленными чертежами реального центратора. Чтобы построить пространственную 3D-модель зарубежного центратора потребовалось измерить габариты и формообразующие элементы изделия, центратор состоит из трех частей: тело центратора с винтообразными лопастями и два торцевых кольца с переменным внутренним профилем. От этих узлов зависят функциональные характеристики центратора-турбулизатора, например, форма лопастей обеспечивает прохождение интервалов сужения ствола и позволяет эффективно осуществлять турбулизацию тампонажного раствора, а переменный внутренний профиль колец способствует попаданию рабочей среды в полость между центратором и трубой, тем самым уменьшается трение и облегчается вращение изделия относительно трубы [2].

Затем при помощи САД-системы автоматизированного проектирования SolidWorks были получены цифровые пространственные сборки изделий, полностью удовлетворяющие по форме и размерам натурным изделиям. Перед проведением расчетов необходимо знать, какие нагрузки и в каком направлении действуют на центратор. В момент спуска обсадной колонны в скважину, на центра-тор в основном действуют две нагрузки, это осевая, когда центратор врезается в породу в осевом направлении, либо под углом и радиальная нагрузка, когда ребра центратора соприкасаются с горной породой при переходе на горизонтально или вертикально-горизонтальные интервалы скважины.

Для проведения эксперимента каждому из центраторов были приложены одинаковые нагрузки:

- в радиально направлении 800 кг ($F_r = 7845$ Н),

- в осевом направлении 190 кг ($F_a = 1863$ Н).

Компьютерное моделирование и конструирование позволяет проводить анализ зависимости свойств материала центратора от особенностей структуры, проводить оценку влияния формы и геометрии на НДС. Для создания расчетной модели применялся комплекс метода конечных элементов ANSYS.

По результатам расчётов, произведенных в программном комплексе метода конечных элементов ANSYS, средние расчетные значения напряжений по критерию Мизеса в теле отечественного центратора варьируются в пределах 120-160 МПа, когда у зарубежного варьируется от 50 до 60 МПа.

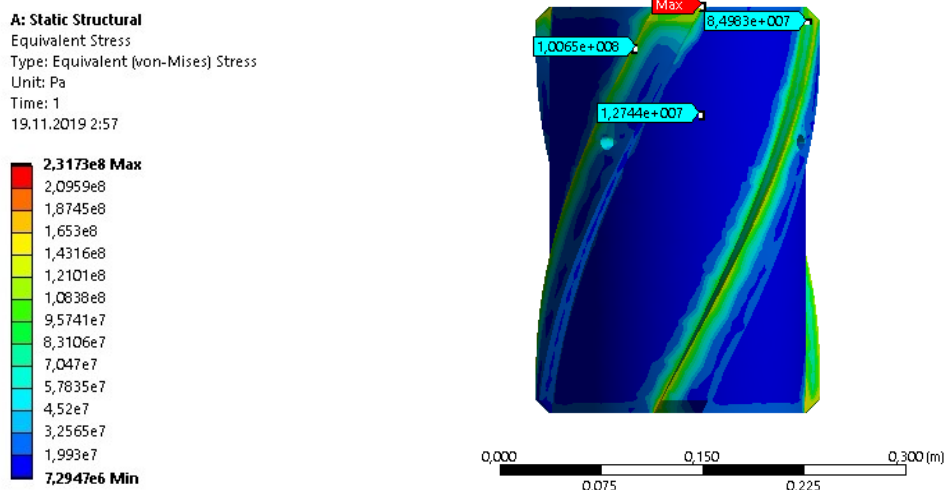


Рис. 1 Поля эквивалентных напряжений расчетной модели по критерию Мизеса «Механический завод»

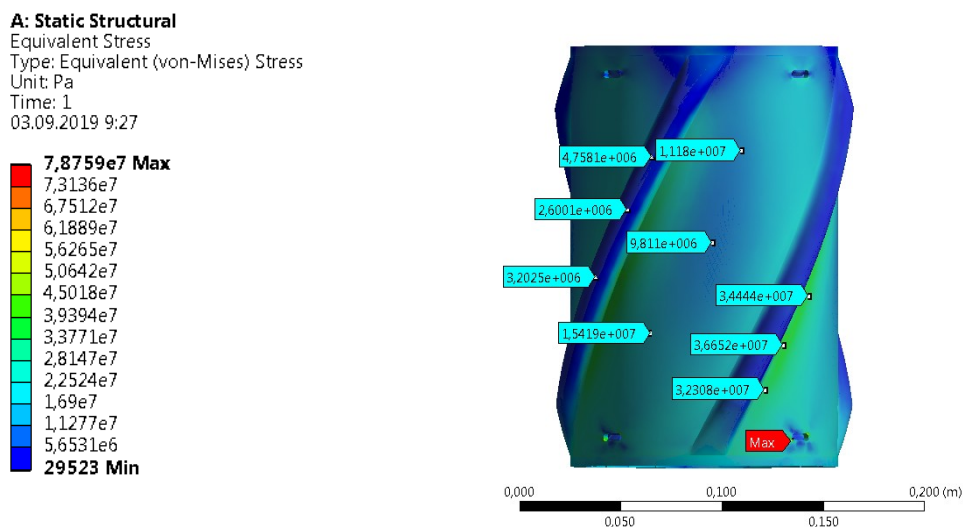


Рис. 2 Поля эквивалентных напряжений расчетной модели по критерию Мизеса «Matrix»

Анализ результатов

В результате эксперимента, проведенного с помощью метода конечных элементов, можно сделать следующие заключения:

Условие прочности выполняется для каждого из образцов центраторов: «Механический завод» максимальное напряжение по критерию Мизеса $\sigma_m = 231$ МПа ($\sigma_t = 250$ МПа); у «Matrix» максимальное напряжение составляет $\sigma_m = 79$ МПа ($\sigma_t = 100$ МПа);

Несмотря на то, что условие прочности выполняется для каждого из центраторов, запас прочности у отечественного центратора меньше, чем у конкурента;

Картина распределения напряжений в теле расчетной модели демонстрирует явные центраторы напряжения в стыках лопаток к телу центратора производства «Механический завод».

Вывод

Исходя из полученных при расчете модели данных, видим, что наибольшему напряжению и деформации преимущественно подвергаются участки лопаток центраторов-турбулизаторов переходящих непосредственно в тело

центратора. В этих областях высока вероятность появления дефектов. Следует отметить, что каждый из образцов справился с заданной нагрузкой и сохранил запас прочности материала.

Исследование материалов и конструкций, из которых изготовлены центраторы-турбулизаторы фирм: «Механический завод» и «Matrix», является задачей перспективной и способствует развитию базы устройств способствующих качественной цементации обсадных колонн при строительстве скважин.

Литература

1. Ашрафьян М.О., Булатов А.И. Влияние технологических факторов на качество цементирования скважин / Всерос. науч.-исслед. ин-т организации, управления и экономики нефтегаз. пром-ти. – М., 2000 – 55 с.
2. Лихущин А.М. Анализ промысловых исследований движения столба тампонажного раствора в колонне обсадных труб // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море. 2011. – № 9. – С. 51-54.
3. Peckins O., Akhideno M., Faugeras H. New centralizers improve horizontal well cement-ing by 100% over conventional centralizers in the niger delta basin // SPE Production and Symposium. 24-27 March. Oklahoma City, 2001. 67198-MS SPE Conference Paper. DOI: 10.2118/67197-MS.
4. Официальный сайт компании Механический завод [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.mz-orisk.ru/products/civil/tsentratory-turbulizatory/>.
5. Официальный сайт компании Matrix [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.matrixengineered.com/products-services/well-construction/max-r-low-friction-centralizers>

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ

С. А. Цедрик

Научный руководитель - профессор Л.А. Саруев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Влияние гидратообразования на объемы производимого газа, транспортируемого в магистральный газопровод.

Газ, по пути от скважины до установки комплексной подготовки газа (УКПГ), преодолевает изменения в давлении, понижение температуры. Когда температура понизится до температуры гидратообразования, то начинают образовываться кристаллогидраты, которые уменьшают площадь сечения в газопроводе. Это приводит к тому, что снижается производительность скважины. При обильном гидратообразовании, образуется пробка в шлейфе, которая сокращает проход газа по трубе. Гидратная пробка является серьезной аварией, ее ликвидация является дорогостоящей процедурой, требующая необходимых знаний и времени. Гидратообразование представляет собой соединение воды и углеводородов. По виду гидраты похожи на мокрый спрессованный снег. Факторы, которые влияют на образования гидратов- температура газа, его давление, степень насыщения газа водой. Гидратообразование образуется только тогда, когда температура газа, снижается ниже температуры точки росы. В таких условиях пары воды в газе начинают конденсироваться. Гидратные пробки при изменении термодинамического равновесия легко распадаются. Это связано с тем, что гидраты являются нестойкими химическими соединениями. Если же температурный режим не будет изменяться на протяжении определенного времени, то накопленный в шлейфе гидрат может находиться там длительное время. Чтобы избежать этого, необходимо заранее знать возможные места образования пробок, а также условия их возникновения. В 1934 г. американский ученый Хаммершмидт Е. Г. впервые заявил о явлении гидратообразования и указал, что газовые гидраты образуют пробку в трубопроводе, которая перекрывает проход газа и может привести к возможной аварии на промысле [3]. Наибольшую опасность представляет образование гидрата на предохранительных клапанах и прочей арматуры, так как гидратообразование уменьшает рабочую площадь сечения трубы, через нее, что приводит к полному перекрытию прохода трубопровода. Чем больше воды и гидратообразователя поступает, тем быстрее увеличивается гидратная пробка. В шлейфе возможно образование нескольких пробок. [1]

Места образования гидратов:

- штуцеры после редуцирования газа с давлением не более 6 Мпа и температурой менее 15 градусов, а также сепараторы и обвязка перед входом в сепаратор;
- обратные клапаны, задвижки, участки замера температуры;
- места, где скорость газового потока подвергается резкому изменению;
- прямолинейные участки газопроводов.

Образование гидратов в них, также зависит от скорости потока.

Способы устранения гидратообразования:

- нарушить равновесие гидратов, путём сбрасывания давления за пробкой;
- отогрев трубопровода паром или горячей водой.

Впрыскивание жидкого метанола в трубопровод. Метанол — это ингибитор, который способен понижать температуру гидратообразования, разрушает кристаллы и гидратные пробки.

В зависимости от расположения, внешних условий, размеров пробки происходит выбор технологии устранения гидратообразования. Если проход через трубопровод ещё остался, то через входные штуцера вводится ингибитор. Если же пробка сплошная и прохода по трубе нет, но ее размеры не велики, то также можно ввести ингибитор. Если длина пробки очень большая, то метанол вводят через окна в трубопроводе, затем окна завариваются. При отрицательной температуре вода, образовавшаяся в результате разложения гидратообразования,

может закристаллизоваться, поэтому необходимо регулировать количество ингибитора таким образом, чтобы получившийся раствор не образовал ледяную пробку.

Можно устранить пробки путем нагревания трубопровода, изменением температуры на 20-30°C. На практике трубопровод отогревают паром или горячей водой. Недостатками данного метода является сложность подачи теплоты по трубопроводу.

Все эти методы являются затратными для производства, поэтому предлагается применение и разработка системы автоматического предотвращения гидратообразования.

Система должна состоять из постоянного отслеживания факторов, которые влияют на образование гидратов, а также необходимого фонда знаний. Самым простым способом борьбы с гидратообразованием является подача ингибитора. Программа поможет регулировать необходимое количество впрыска в зависимости от изменения параметров в реальном времени, влияющих на их образование, таких как давление и температура. Для этого необходимо устанавливать датчики температуры и давления. Наиболее подходящими являются регистраторы технологических параметров РТП - 4 (разработка ООО НПЦ «Знание», г. Уфа) [2]. Они зарекомендовали себя как надежные и бесперебойные в условиях Крайнего севера. Так же необходимо добавить датчики мониторинга обводненности продукции и уровня содержания метанола в отработанном растворе ингибитора. Эти данные существенно повысят эффективность программы. Все сводится к тому, чтобы действия оператора исключались из этого процесса, так как каждый из них действует по собственному решению и нет гарантий, что принятое им решение окажется эффективным. Его действия основываются исходя из прошлого опыта, а ситуация может быть другой, следовательно, требует другого решения. Так же действия операторов при возникновении аварийных ситуаций могут зависеть от его психофизиологического состояния, поэтому один и тот же человек может принять неэффективное решение из-за человеческого фактора. Необходимая база данных, точные расчеты для различных ситуаций и автоматизации процесса подачи ингибитора приведут к экономической эффективности и увеличению запасов на месторождении.

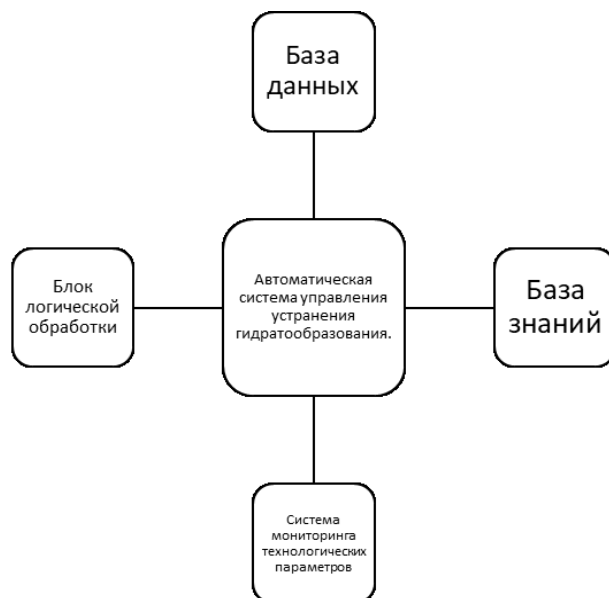


Рис. 1 Укрупненная структурная схема автоматизации

Суть программы в том, что при изменении какого-либо параметра, которые отслеживаются на пути всего трубопровода, происходит обращение к базе знаний, проанализировав ситуацию, блок выбирает соответствующую программу ликвидации возникновения гидратообразования и изменяет количество впрыска ингибитора [3].

Вывод:

Применение данного способа позволит своевременно предотвращать образование гидратообразования, и позволить программе самостоятельно изучать и обновлять свою базу данных и принимать решения, основываясь на полученных данных.

Литература

1. Рзаметов К.С., Усманова Ф. Г. Влияние состава пластовой воды на образование газогидратов. Практические аспекты нефтепромысловой химии. Сборник тезисов докладов VII Международной научно-промысловой конференции. — Уфа: БашНИПИнефть, 2017. — С. 153–156.
2. Ахметьянов Р. Д., Федоров С. Н., Краснов А. Н.: Проблемы автоматизации технологических процессов добычи, транспорта и переработки нефти и газа. Уфа, 2013. с. 105.
3. Прахова М. Ю., Мырзин И. Н., Савельев Д. А. Нагреватели для системы управления локальным электроподогревом куста газоконденсатных скважин. Уфа, 2013. С.88.

ПРОБЛЕМЫ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ МЕТОДА НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СЕПАРАЦИИ И ДОСТИЖЕНИЯ ТРЕБУЕМОЙ ТОЧКИ РОСЫ

С. А. Цедрик

Научный руководитель - профессор Л.А. Саруев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Природный газ широко используют как недорогое топливо с высокой теплотворной способностью (при сжигании 1 куб.м. выделяется до 54 400 кДж тепловой энергии). Это один из лучших видов топлива для бытовых и промышленных нужд. Самым распространенным способом доставки газа потребителям является транспортировка по трубопроводам.

Однако, перед подачей в магистральные трубопроводы газ необходимо подготовить, чтобы он соответствовал ряду требований. Наиболее сложно достижимыми из них являются температура точки росы по воде и углеводородам. Для этого существуют следующие основные решения:

1. Низкотемпературная сепарация (НТС)

Данная технология предусматривает:

- первичную сепарацию газа и улавливание жидкостных пробок во входном газосепараторе;
- охлаждение входного потока газа в теплообменнике потоком охлажденного газа;
- охлаждение газа за счет дросселирования потока, в этом случае могут использоваться дроссели (эффект Джоуля-Томсона), трубка Ранка, турбодетандер;
- последующая сепарация охлажденного газа в низкотемпературном сепараторе газа;
- подогрев подготовленного газа в теплообменнике перед подачей в магистраль.

2. Низкотемпературная конденсация (НТК)

Технология предусматривает:

первичную сепарацию газа и улавливание жидкостных пробок во входном газосепараторе;

- охлаждение входного потока газа в теплообменнике за счет внешних источников охлаждения, которыми могут быть аппараты воздушного охлаждения (АВО), различные холодильные машины;
- последующая сепарация охлажденного газа в низкотемпературном газосепараторе.

3. Абсорбционная подготовка газа

Технология предусматривает:

- первичную сепарацию газа и улавливание жидкостных пробок во входном газосепараторе;
- абсорбционную колонну, в которой жидким либо твердым абсорбентом поглощается влага, находящаяся в газе;
- выходной газосепаратор, в котором осуществляется осаждение абсорбента.

Метод низкотемпературной сепарации

Специфика добычи природного газа заключается в высоких давлениях внутри пласта на первых этапах разработки месторождения. Газ выходит из скважины со значительным давлением, порядка 100-150 атм. и выше, которое можно преобразовать в дешевый холод при дросселировании потока. Поэтому логично, что самый легкий и распространенный вариант обработки газа при таких условиях - это низкотемпературная сепарация газа (НТС), где используется минимум капитальных вложений при удовлетворяющих показателях на выходе. Также, большим плюсом этого метода является простота эксплуатации и обслуживания оборудования. Как правило, основная технология включает в себя несколько сосудов под давлением (сепараторы), несколько теплообменников и дроссель (или турбодетандер) [1].

Типичная схема низкотемпературной сепарации

Сырой газ со скважин поступает во входной сепаратор, где отделяется жидкая фаза (газовый конденсат, метанольная вода и мехпримеси). Сепарированный газовый поток по трубопроводу из сепаратора, направляется в рекуперативный теплообменник. Для предотвращения гидратообразования перед теплообменником и сепаратором предусмотрена линия подачи метанола через шаровый кран (гликоль или метанол). Охлажденный газ из теплообменников поступает на дроссель или детандер, где за счет дросселирования (или детандирования) падает температура потока. При этом расширение газа на турбине позволяет преобразовать его потенциальную энергию давления в механическую работу, обеспечивая его охлаждение до низкой температуры. После турбины газ поступает в низкотемпературный сепаратор. Здесь происходит отделение капельной жидкости сконденсированной в результате снижения температуры. Сухой газ из низкотемпературного сепаратора проходит через рекуперативный теплообменник 1, где нагревается и далее поступает в рекуперативный теплообменник 2, нагревает отходящую жидкую фазу из НТС и только потом подается в магистральный газопровод. Жидкая фаза из низкотемпературного сепаратора нагревается в рекуперативном теплообменнике 2 и поступает в трехфазный сепаратор, откуда газ отправляется либо на факел, либо используется на собственные нужды. Водный раствор ингибитора, выводимый снизу трехфазного сепаратора, направляется на регенерацию, а конденсат на дальнейшую стабилизацию на установку стабилизации конденсата (УСК).

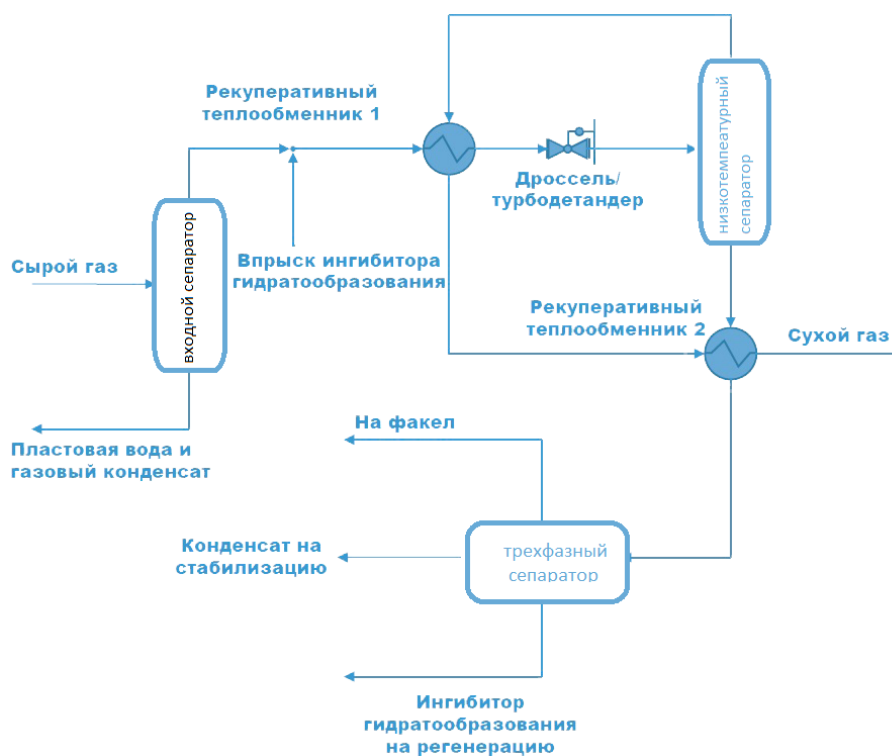


Рис. 1 Схема низкотемпературной сепарации

Минусы установки низкотемпературной сепарации

При всех плюсах этого метода, стоит отметить один минус. Примерно через 3-5 лет после начала разработки месторождения, давление добываемого газа начинает постепенно падать, из-за чего НТС теряет свое основное преимущество – дешевый холод. Соответственно, такой способ обработки газа перед его транспортировкой не позволяет стабильно достигать требований по подаче газа в магистральный газопровод, что делает его не только малоэффективным. Кроме того, из минусов НТС стоит отметить, низкое извлечение конденсата, так как извлекается только конденсат, находящейся в жидкой фазе. Значительная же часть тяжелых углеводородов остается в газе, из-за чего не достигается требуемая температура точки росы по углеводородам. Это приводит не только к проблемам при эксплуатации трубопроводов, но и к недополученной прибыли для эксплуатирующей организации.

Также, стабилизация конденсата методом выветривания предполагает большие потери, связанные с уносом «ценных» компонентов. Подготовка конденсата в колонне-стабилизаторе позволяет в разы сократить расход газа, сжигаемого на факеле, и увеличить количество конденсата [2].

Способ решения проблемы:

В данной статье мы хотели бы обратить внимание на технологию, которая по своей сути близка к низкотемпературной сепарации, но более продвинута в исполнении, что позволяет избежать всех недостатков, присущих НТС и при этом увеличить эффективность установки в целом: и по получаемым продуктам и по экономическим показателям. Имеется ввиду низкотемпературная конденсация газа при помощи установки внешнего холода с дальнейшей стабилизацией конденсата, а также возможностью получения таких продуктов как ШФЛУ и конденсат газовый стабильный.

Метод низкотемпературной конденсации:

Низкотемпературная конденсация - процесс изобарного охлаждения природного и попутного нефтяного газа, сопровождающийся последовательной конденсацией отдельных компонентов газового конденсата или их фракций при определенном давлении. Осуществляется при температурах от 0 до минус 40°C.

Разделение углеводородных газов методом НТК осуществляется путем охлаждения внешним холодом до заданной температуры при постоянном давлении, сопровождающегося конденсацией извлекаемых из газов компонентов, с последующим разделением в сепараторах газовой и жидкой фаз.

Высокой четкости разделения углеводородных газов путем однократной конденсации и последующей сепарации добиться практически невозможно, поэтому современные схемы НТК включают ректификационные колонны. [3]

Газовая фаза при этом выводится с установки с последней ступени сепарации, а жидкая фаза после теплообмена с потоком сырьевого газа поступает на питание в колонну для дальнейшей подготовки конденсата.

Использование данного метода за счет искусственного внешнего холода позволяет поддерживать стабильную точку росы вне зависимости от времени года и перепада давлений (в отличие от НТС), и добиваться более глубокого извлечения тяжелых углеводородов. Точка росы по углеводородам при расчете НТС не ниже минус 10°C, а на установках НТК доходит до минус 40°C, что значительно повышает количество жидкого продукта в виде

широких фракций легких углеводородов (ШФЛУ) и конденсата газового стабильного. Кроме того, стабилизация конденсата в колоннах значительно сокращает сбросы газа на факел и увеличивает количество жидких продуктов.

Плюсы установки низкотемпературной конденсации (НТК):

- стабильная точка росы (даже при падении давления газа в скважине) за счет регулирования мощности внешнего холодильного цикла;
- возможность поддержания более низких температур при охлаждении газа, получение за счет этого дополнительных жидких продуктов;
- стабилизация конденсата в колоннах значительно сокращает потери на факел.

Выводы:

- НТК по сравнению с НТС позволяет получать более стабильную точку росы вне зависимости от перепада давления газа и времени года;
- НТК позволяет охлаждать газ до более низкой температуры по сравнению с НТС и получать больше жидких продуктов;

Применение фракционирующих колонн по сравнению с емкостями выветривания позволяет сократить сбросы на факел и получить более широкую линейку жидких продуктов ШФЛУ, пропан, конденсат газовый стабильный (газовый бензин);

Реализация подобных проектов, несмотря на кажущуюся дороговизну, имеет близкий срок окупаемости как каждого этапа в отдельности, так и вся целиком сразу, поэтому, несмотря на большие капитальные вложения, при реализации полного комплекса подготовки газа инвесторы получают большую прибыль в более сжатые сроки при той же окупаемости, что и каждый этап в отдельности [4].

Литература

1. Багатуров С. А. Основы теории и расчета перегонки и ректификации. М.: Химия, 1974. — 439 с.
2. Молоканов Ю. К. Процессы и аппараты нефтегазопереработки. М.: Химия, 1980. - 407 с.
3. Скобло А. И., Молоканов Ю. К., Владимиров А. И., Щелкунов В. А. Процессы и аппараты нефтегазопереработки и нефтехимии. 3-е изд., перераб. и доп. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. — 677 с.
4. Стабников В. В. Ректификационные аппараты. М.: Машиностроение, 1965. — 356 с.

ОЦЕНКА ПРОНИЦАЕМОСТИ УГЛЯ *IN SITU* ПО ДАННЫМ МИКРОСТРУКТУРНОГО АНАЛИЗА ТРЕЩИНОВАТОСТИ И ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Т.В. Шилова

Институт горного дела СО РАН, г. Новосибирск, Россия

Проницаемость угля является ключевым параметром, влияющим на фильтрацию газа в породе и определяющим эффективность извлечения метана угольных пластов [2, 4]. Проницаемость пласта *in situ* зависит от его напряженного состояния: напряжения в угольных пластах растут с глубиной, приводя к изменению формы и раскрытия естественных трещин, способствуя ее снижению [3]. Исследование фильтрационных свойств углей, как правило, проводят в лабораторных условиях. Причиной является сложность получения достоверных данных на месторождениях. Далее для оценки проницаемости *in situ* используют аналитические и эмпирические модели, описывающие влияние напряжений и эффекта набухания/усадки матрицы на ее изменение [4]. Одноосные условия деформации обеспечивают упрощенное описание напряженно-деформированного состояния угля при разработке месторождения. Однако, практика показывает, что модели с одноосными условиями деформации адекватно описывают изменение проницаемости угля и могут применяться в масштабах крупных месторождений, угольных районов и бассейнов [3, 6].

В настоящей работе приведены результаты определения проницаемости каменного угля марки «Ж» на основе лабораторных фильтрационных тестов и микроструктурного анализа кернов. Образцы были отобраны на Никитинском месторождении, относящемуся к Ленинскому району Кузбасса. Полученные данные использованы для оценки изменения проницаемости углей Ленинского района Кузбасса с глубиной по известным моделям одноосной деформации [6].

Исследование проницаемости проводилось при последовательном увеличении сжимающего напряжения (P) от 1 до 8 МПа с шагом 1 МПа. Для каждого значения P выполнялась серия экспериментов при разных перепадах давления азота между входом и выходом образца (ΔP) в диапазоне от 0,05 до 0,1 МПа. Значение коэффициента газопроницаемости образца (k_g) определяли по закону Дарси [1]. Экспериментально установлено, что проницаемость угля изменяется в пределах $60 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ при $P=1 \text{ МПа}$ и $9 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ при $P=8 \text{ МПа}$. Дополнительно был оценен коэффициент сжимаемости трещин $C_f = 0,0845 \text{ МПа}^{-1}$. Полученные данные хорошо аппроксимируются известной моделью Shi и Durucan 2004 [7]. Расчетное значение проницаемости разгруженного угля (k_{g0}) (при $P=0,1 \text{ МПа}$) составило $75,3 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

Структура коксующегося угля марки «Ж» характеризуется типичным блочно-трещиноватым строением: блоки угольной матрицы разделены системой естественных трещин двух типов «face» и «butt» cleats (рис. 1). По результатам микроскопических исследований установлено, что ширина основных face cleats в среднем составляет 12,5 мкм при размере блоков угольной матрицы 2213 мкм. Полученные значения использовались для оценки проницаемости угля без нагрузки [5]:

$$k_f = \frac{a^3}{12 \cdot A} \quad (1)$$

где k_f – коэффициент проницаемости, определенный по характеристикам угольных cleats, 10^{-3} мкм²; a – ширина угольных cleats, мкм; A – размер блоков угольной матрицы, мкм.

С учетом установленных характеристик cleats по формуле (1) определен коэффициент проницаемости разгруженного угля $k=73,5 \cdot 10^{-3}$ мкм².



Рис. 1 - Трещины эндогенного кливажа (cleats) в структуре угля марки «Ж» Ленинского района Кузбасса

Оценка изменения проницаемости угля с глубиной на месторождении проведена для двух различных видов напряженного состояния: одноосное нагружение перпендикулярно слоистости (вертикальное горное давление), одноосное нагружение перпендикулярно угольным cleats [6].

Поскольку проницаемость исследовалась для разведанных пластов, не затронутых разработкой, не учитывался эффект усадки/набухания угольной матрицы, возникающий при отборе метана. Расчеты выполнялись для принятого градиента литостатического давления (0,0231 МПа/м) и статического градиента изменения пластового давления, как в большинстве месторождений (0,01 МПа/м). В этом случае вертикальное напряжение σ_v составляет:

$$\sigma_v = (0,0231 - 0,01) \cdot d = 0,0131 \cdot d \quad (2)$$

где d – глубина, м.

В случае одноосного нагружения угольного пласта перпендикулярно слоистости [6]:

$$\frac{k}{k_i} = \exp[-C_f \cdot 0,0131 \cdot (d - d_i) \cdot \frac{1 + \mu}{1 - \mu}] \quad (3)$$

В случае одноосного нагружения перпендикулярно cleats, изменение проницаемости с глубиной вычисляется [6]:

$$\frac{k}{k_i} = \exp[-3C_f \cdot 0,0131 \cdot (d - d_i) \cdot \frac{\mu}{1 - \mu}] \quad (4)$$

где k – проницаемость породы на глубине d , 10^{-3} мкм²; k_i – проницаемость породы на реперной глубине d_i , 10^{-3} мкм², C_f – сжимаемость трещин МПа⁻¹.

Выражения (3), (4) применялись для оценки изменения проницаемости угля марки Ж с увеличением глубины на месторождениях Ленинского района Кузбасса. Используя величину сжимаемости угольных cleats $C_f = 0,0845$ МПа⁻¹, коэффициент Пуассона $\mu = 0,3$ характерный для углей Ленинского района Кузнецкого бассейна и значения проницаемости разгруженного угля $k_g = 75,3 \cdot 10^{-3}$ мкм², $k_f = 73,5 \cdot 10^{-3}$ мкм² при $\sigma = 0,1$ МПа, полученные из фильтрационных экспериментов и анализа трещиноватости, по формулам (3), (4) была рассчитана зависимость проницаемости от глубины залегания пластов (рис. 2).

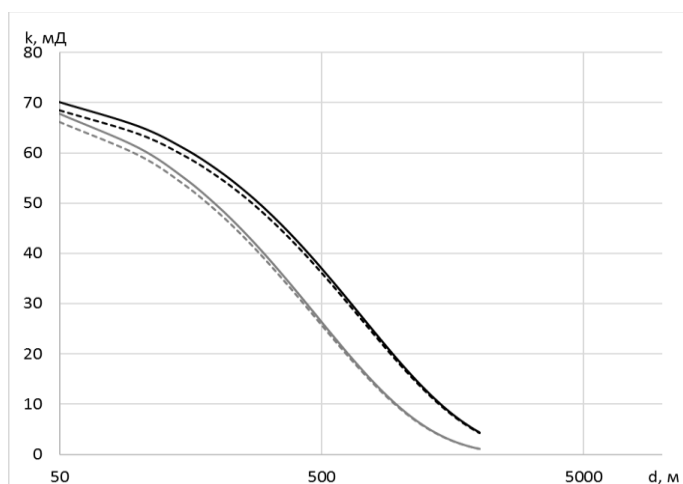


Рис. 2 - Зависимость проницаемости угля марки «Ж» Ленинского района Кузбасса (k) от глубины (d): черные линии – одноосное нагружение перпендикулярно cleats (сплошная - $k_i = 75,3 \cdot 10^{-3}$ мкм², прерывистая - $k_i = 73,5 \cdot 10^{-3}$ мкм²); серые линии - одноосное нагружение угольного пласта перпендикулярно слоистости (сплошная - $k_i = 75,3 \cdot 10^{-3}$ мкм², прерывистая - $k_i = 73,5 \cdot 10^{-3}$ мкм²)

Наиболее значимые пласты газоносных углей марки Ж, относящиеся к месторождениям Ленинского района, залегают на глубинах от 500 до 1950м. Проницаемость углей определена для указанного диапазона глубин и снижается: в 21 раз при одноосном вертикальном нагружении перпендикулярно слоистости; в 7,8 раз при одноосном горизонтальном нагружении перпендикулярно cleats. Значения, полученные при доминировании вертикального горного давления в среднем в 2,2 раза меньше значений, рассчитанных для одноосного нагружения перпендикулярно cleats. Значения проницаемости, определенные с учетом данных анализа структуры угля, ниже значений по данным фильтрационных экспериментов на 2,4%.

Полученные оценки проницаемости для двух видов напряженного состояния угля могут быть использованы при проектировании систем подземной разработки, заблаговременной и предварительной дегазации газоносных пластов коксующегося угля марки Ж на месторождениях Ленинского района Кузбасса.

Работа выполнена при финансовой поддержке Российского научного фонда (проект № 19-77-00069).

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. и др. Влияние гидроразрыва угля на фильтрационное сопротивление зоны дренирования дегазационной скважины //Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2019. – №. 2. – С. 3-13.
3. Guo P. et al. Impact of effective stress and matrix deformation on the coal fracture permeability //Transport in porous media. – 2014. – Т. 103. – №. 1. – С. 99-115.
4. Pan Z., Connell L. D. Modelling permeability for coal reservoirs: a review of analytical models and testing data //International Journal of Coal Geology. – 2012. – Т. 92. – С. 1-44.
5. Parsons R. W. et al. Permeability of idealized fractured rock //Society of Petroleum Engineers Journal. – 1966. – Т. 6. – №. 02. – С. 126-136.
6. Seidle J. Fundamentals of coalbed methane reservoir engineering. – PennWell Books, 2011.
7. Shi J. Q., Durucan S. Drawdown induced changes in permeability of coalbeds: a new interpretation of the reservoir response to primary recovery //Transport in porous media. – 2004. – Т. 56. – №. 1. – С. 1-16.

ПРИМЕНЕНИЕ МОДУЛЬНОЙ ГОРНТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ "РАЗРЕЗ - МОДУЛЬНЫЙ ШАХТОУЧАСТОК" ДЛЯ РАЦИОНАЛЬНОЙ КОМБИНИРОВАННОЙ ОТРАБОТКИ ПОЛОГИХ УГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Р.И. Шишков

Научный руководитель - профессор В.А. Федорин

Федеральный исследовательский центр угля и углехимии СО РАН, г. Кемерово, Россия

Технологическая адаптация модульных шахтоучастков для комбинированных (открыто-подземных) способов разработки угольных месторождений определяет новый тип высокопроизводительной горно-технологической структуры совместной работы разреза и подземных шахтоучастков по безвзрывной технологии, использующих производственную инфраструктуру угольного разреза с эффектом внутреннего отвалообразования и рационального использования недр. Анализ геологической информации по участкам новых угленосных площадей Кузбасса устанавливает необходимые запасы угля и область применения модульных горно-технологических структур для высокопроизводительной отработки угольных пластов открыто-подземным способом. [2]

Для нормально действующей работы угледобывающего комплекса (УДК), необходим баланс производственных мощностей Π_m , чтобы подземные и открытые работы могли достигнуть своей максимальной производственной мощности, иначе простои и невозможность предприятия работать в полную нагрузку будет снижать экономику в целом. Исключение такой возможности определяет время открытых t_o и подземных t_n работ в отношении производственной мощности каждого при равномерном и последовательном развитии. В таком случае одни работы не будут накладываться на последующие, и последующие работы не снижают свою нагрузку в ожидании других работ для производства своих (рисунок 1). Таким образом, при последовательном равномерном развитии всех горных работ, предприятие будет на пике своей экономики.

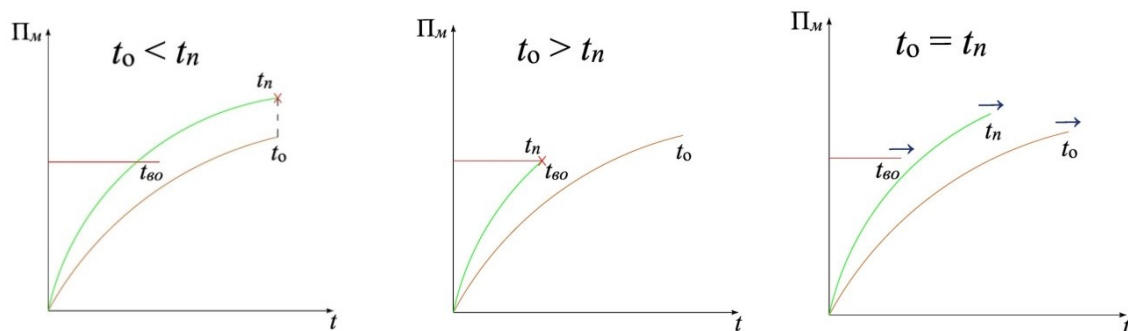


Рис. 1 Варианты совместного развития открыто-подземных горных работ

Во время проектирования УДК должен производиться расчет максимально возможных сроков работы пускового модульного шахтоучастка, которые состоят из двух графиков: проведение подготовительных горных выработок и отработка выемочного столба. Это необходимо для того, чтобы закладывался переход с внешнего на внутреннее отвалообразование. После отработки первой очереди, вскрыша будет формироваться в виде клина на внешнем отвале карьера [1].

После того, как определена площадь под внешний отвал, решаем следующую задачу по равномерному продвижению открыто-подземных горных работ. При отработке одного выемочного столба согласно графику, ориентировочно предположим за 8 месяцев и непосредственно сам перемонтаж секций от 30 до 40 дней, тем самым продвижение фронта подземных горных работ вдоль борта разреза будет равным длине лавы и ширине межлавных целиков в течение данного времени по отработке столба и перемонтажу секций. В этой связи сократится глубина открытых горных работ для того, чтобы успевать подготавливать зону вскрытия рабочего борта разреза для подземной добычи. Данный расчет по определению скорости продвижения открытых горных работ возможно произвести для усредненных горно-геологических условий на ПК по программе «Выбор основных параметров подготовки нового горизонта – PNG», а также провести расчет вручную по нижеследующим формулам.

Главными факторами, определяющими время подготовки нового горизонта, являются:

- время, необходимое для отгона вышележащих вскрышных уступов;
- время, необходимое для проходки разрезной траншеи.

$$T_{\text{пнг}} = \max \left\{ \frac{V_1}{Q_1}; \frac{V_2}{Q_2} \right\}, \text{лет}; \quad (1)$$

где V_1 – объем работ по отгону вышележащего вскрышного уступа, тыс. м³; V_2 – объем работ по проходке разрезной траншеи, тыс. м³; Q_1 – производительность экскаватора, используемого на отгоне вышележащего вскрышного уступа, тыс. м³/год; Q_2 – производительность экскаватора, используемого на проходке разрезной траншеи, тыс. м³/год;

Объем работ по отгону вышележащего уступа определяется по формуле:

$$V_1 = L_{\text{фр}} \cdot H_y \cdot [B_{\text{рп}} + H_y \cdot (\text{ctg}\alpha + \text{ctg}\varphi)], \text{тыс.м}^3 \quad (2)$$

где $L_{\text{фр}}$ – длина фронта горных работ, м; H_y – высота вскрышного уступа, м; $B_{\text{рп}}$ – ширина рабочей площадки, м; α – рабочий угол откоса вскрышного уступа, град; φ – угол падения угольного пласта, град.

Объем работ при проходке разрезной траншеи определяется из выражения:

$$V_2 = L_{\text{фр}} \cdot H_y \cdot [B_{\text{тр}} + 0,5H_y \cdot (\text{ctg}\alpha + \text{ctg}\varphi)], \text{тыс.м}^3 \quad (3)$$

где $B_{\text{тр}}$ – ширина разрезной траншеи по дну, м;

Темп углубки определяется по формуле:

$$h_r = \frac{H_y}{T_{\text{пнг}}}, \text{м/ГОД}; \quad (4)$$

Скорость продвижения фронта горных работ определяется из выражения:

$$V_{\text{фр}} = \frac{h_r}{\sin \alpha_{\text{пн}}}, \text{м/ГОД}; \quad (5)$$

В этой связи, становится возможным использовать технологическую структуру угледобычи карьера с внутренним отвалообразованием в совокупности с применением модульных шахтоучастков, тем самым выполнив следующее равенство:

$$T_{\text{отр.к1}} + T_{\text{отр.мш}} = T_{\text{внеш.о}}, \text{дней} \quad (6)$$

где $T_{\text{отр.к1}}$ – время отработки первой очереди карьера; $T_{\text{отр.мш}}$ – время отработки первого модульного шахтоучастка; $T_{\text{внеш.о}}$ – время создания внешнего отвалообразования.

Из данного суждения можно отметить следующие положения:

- снижение себестоимости открытым способом, т.к. нет необходимости увеличивать эксплуатационный коэффициент вскрыши больше выполненных расчетов;
- снижение себестоимости подземным способом, т.к. происходит проведение подготовительных горных выработок по пласту непосредственно в массиве скальных пород, что не требует проведение самых затратных капитальных горных выработок.
- сроки работ отработки месторождения открыто-подземным способом сократятся относительно исходного варианта.

Литература

1. Ческидов В.И. и др., Пути повышения эффективности и экологической безопасности открытой добычи твердых полезных ископаемых / Рос. акад. наук. Сиб. отд-ние, Ин-т горного дела. и др. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2010. – с. 23-37.
2. Ялевский В.Д., Федорин В.А., Модульные горнотехнологические структуры вскрытия и подготовки шахтных полей Кузбасса / Рос. Акад. Наук. Сиб. Отд-ние, Институт угля и углехимии – Кемерово: Изд-во Кузбассвуиздат, 2000. - с. 15.

С Е К Ц И Я 16

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

РАЗРАБОТКА МОБИЛЬНЫХ ПЛОТИН ДЛЯ ГИДРОИЗОЛЯЦИИ РАБОЧЕЙ ЗОНЫ ПРОВЕДЕНИЯ РЕМОНТНЫХ РАБОТ НА УЧАСТКАХ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА, РАСПОЛОЖЕННЫХ НА БОЛОТАХ III ТИПА

Р.А. Азизов

Научный руководитель - доцент В.Г. Крец

Научный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Большинство трубопроводов на сегодняшний день эксплуатируются довольно большой срок, тем самым подвергаясь огромному количеству неблагоприятных факторов (внешних или внутренних). При воздействии данных неблагоприятных факторов возможно появление различных дефектов (коррозия, нарушение формы трубопровода) [1]. Чтобы избежать ужасных последствий воздействия дефектов нужно проводить своевременные ремонтные работы на участках линейной части трубопроводов.

Часть ремонтных работ проводятся в неблагоприятных климатических (отрицательная температура) и географических (районы Крайнего Севера) условиях. Одними из наиболее неблагоприятных и подверженных отрицательному воздействию дефектов являются заболоченные участки, конкретнее переходы через болота III типа. Сложность выполнения ремонтных работ на болотах заключается в их избыточном увлажнении и слабом покрове. Данные факторы затрудняют проходимость технике и людям. Появляется необходимость защиты рабочей зоны от влаги для проведения работ.

Именно этим обуславливается надобность применения мобильных плотин. Ввиду малой изученности данного вопроса появляется потребность в разработке конструкции мобильных плотин.

Мобильная плотина – это конструкция, в кратчайшие сроки разворачиваемая на месте проведения ремонтных работ для защиты людей от проникновения влаги. В данной статье будут рассмотрены существующие методы гидроизоляции участков, которые возможно использовать для разработки конструкции мобильной плотины.

Для гидроизоляции места проведения ремонтных работ на болотах III типа часто применяют специальные герметичные камеры. Конструктивная схема герметичной камеры представлена на рисунке 1 [3].

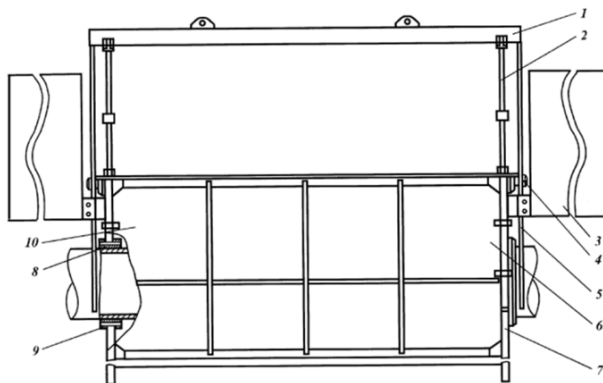


Рис. 1 Конструкция герметичной камеры. 1 – подвеска; 2 – гидроцилиндр; 3 – груз; 4 – шарнир; 5 – направляющая штанга; 6 – левая челюсть; 7 – анкерная стойка; 8 – маслостойкая штанга; 9 – узел герметизации; 10 – правая челюсть [2]

Герметичные камеры применяют на болотах всех типов в местах проведения ремонтных работ для изоляции от влаги трубопроводов различных диаметров (от 530 до 1220 мм). Они устанавливаются на трубопроводе с помощью кранов. Камера состоит из корпуса и гидропривода. Корпус камеры представляет собой две челюсти, соединенные с помощью шарнира. Обхват камеры происходит за счет данных челюстей, которые смыкаются гидроцилиндрами. За счет этого образуются герметичная часть, открытая сверху. Для борьбы с выталкивающей силой и придания камере устойчивости на ней установлены специальные анкерные устройства. Откачка воды и торфа из камеры производится с помощью коллекторов с прямыми. С помощью установленных на камере непотопаляемых саней производится ее доставка к месту проведения ремонтных работ.

Данный вид герметичной камеры возможно использовать на глубине заложения

трубопровода до 2,2 м. Время установки камеры составляет 2 часа для бригады из 5 человек.

Второй наиболее часто используемой конструкцией являются кессоны. Кессон – это конструкция, с помощью которой создают рабочую зону в воде или обводненной местности, свободную от влаги. В статье представлена новая конструкция кессона – роботизированный мобильный кессон (рис. 2) [2].

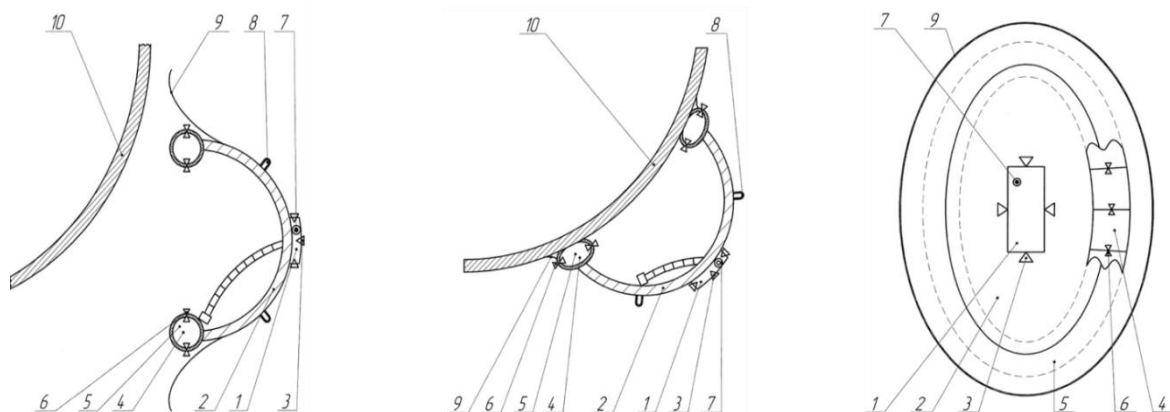


Рис. 2 Конструкция мобильного роботизированного кессона [3]

Предлагаемый мобильный роботизированный кессон (МРК) включает незамкнутую камеру, край которой снабжен уплотняющим элементом, устройство для регулирования плавучести, двигатель. Устройство для регулирования плавучести дополнительно снабжено по меньшей мере одним управляемым клапаном, установленным на поверхности незамкнутой камеры. Уплотняющий элемент и устройство для регулирования плавучести представляют собой гибкую оболочку, разделенную на многосредные элементы с изменяемой формой, причем в стенках многосредных элементов гибкой оболочки расположены управляемые клапаны. Мобильный роботизированный кессон также содержит систему управления и по меньшей мере один источник энергии. Технический результат заключается в расширении диапазона углов наклона поверхности объекта, к которой возможно самоприсоединение мобильного роботизированного кессона.

Устройство работает следующим образом. Сначала производят доставку МРК к объекту 10 выполнения работ. Для этого через единую систему распределения и управляемые клапаны 6 подают предварительно отфильтрованную среду или среды в многосредные элементы 4 гибкой оболочки 5, таким образом, чтобы обеспечить затопление МРК и придание ему нейтральной плавучести. Многосредные элементы 4 при этом управляемо изменяют форму для последующей фиксации МРК на поверхности объекта 10. Далее с помощью двигателя и/или управляемых клапанов 6, контактирующих с внешней средой МРК, приводят в движение МРК, ориентируют его в указанной среде и обеспечивают его требуемое позиционирование на поверхности объекта 10. Затем с помощью системы управления обеспечивают заполнение многосредных элементов 4 средой или средами и перемещение среды или сред между многосредными элементами 4 таким образом, чтобы придать гибкой оболочке 5 форму, повторяющую форму поверхности объекта 10 в месте присоединения и необходимую для плотного прилегания к поверхности объекта 10. Откачивают внутреннюю среду МРК, при необходимости перекачивая часть указанной среды в многосредные элементы 4, добиваясь прижатия МРК в требуемом положении с заданным усилием и распределением усилия по контактирующей поверхности и плотного прилегания гибкой оболочки 5 к поверхности объекта 10, что необходимо в том числе при наклонном положении МРК. При этом гибкая юбка 9 становится дополнительным уплотняющим элементом, препятствующим поступлению воды в пространство между поверхностью объекта 10 и гибкой оболочкой 5 мобильного роботизированного кессона, за счет того, что под действием давления воды указанная гибкая юбка 9 изменяет свою форму таким образом, что происходит «засасывание» ее свободного края в районах возникновения не сплошного прилегания. Это увеличивает силу трения, необходимую для надежной фиксации МРК. При необходимости параллельно операции подачи среды (например, сжатого воздуха) в пространство между незамкнутой камерой 2 мобильного роботизированного кессона и поверхностью объекта 10 в многосредные элементы 4 подают среду или среды (например, воду), что компенсирует силу Архимеда, не давая МРК всплыть.

Таким образом, МРК выгодно отличается от представленных аналогов и прототипа, являясь уникальным в своем роде. МРК возможно присоединять не только к горизонтальным поверхностям объектов 10, но и к поверхностям объектов 10, расположенным под различными углами к горизонту, а также имеющим криволинейную форму, неровности и загрязнения.

В заключение необходимо добавить, что технология мобильных плотин слабо изучена. В последующих работах будет разработана новая конструкция мобильной плотины и предложена технология ее установки на месте проведения ремонтных работ.

Литература

1. Афанасьев В. Б., Чернова Н. В. Современные методы неразрушающего контроля // Успехи современного естествознания. – 2011. – № 7. – С. 73-74.
2. Пат. 2018112378 Россия МПК В63С №11/34. Мобильный роботизированный кессон Бойко Е.Н., Григорьев М.Н., Кириллов А.А., Охочинский М.Н. Заявлено. 05.04.2018; Опубл. 21.05.2019, Бюл. №15. – 11 с.: ил.
3. Пат. 2527926 Россия МПК С2 F16L №55/18. Способ монтажа герметичной камеры для проведения ремонтных работ на трубопроводе Казаков С.Н. Заявлено. 30.11.2012; Опубл. 10.09.2014, Бюл. №25. – 7 с.: ил.

ПРИМЕНЕНИЕ КРИОГЕЛЕЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ

Е.П. Васильев

Научный руководитель - профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Многолетнемерзлые грунты (ММГ) имеют большую зону охвата в северных частях России. Мерзлота весьма чувствительна к изменениям температурного режима. Мерзлые грунты, служащие прочным фундаментом, после нескольких теплых сезонов теряют свою несущую способность, из-за чего возможно всплытие, просадка, поперечное смещение и деформация трубопроводов. Очень важно обеспечить надежную и безопасную эксплуатацию магистрального трубопровода при наличии таких природно-климатических условий, Важность этой задачи трудно переоценить [5].

Цель работы. Исследование влияния криогелей на надежность подземного трубопровода в зоне распространения многолетнемерзлых грунтов.

Мерзлыми называются все грунты, имеющие отрицательную либо нулевую температуру и лед в своей структуре. Их относят к многолетнемерзлым грунтам, если они в течении трех или более лет находятся в мерзлом состоянии. В зоне распространения ММГ грунт имеет поверхностный слой, склонный к сезонному оттаиванию и промерзанию. Его называют деятельным слоем. В нем происходят большинство опасных явлений: пучение, термокарст, наледеобразование, солифлюкция и т.п. [3].

При эксплуатации трубопровода в условиях Крайнего Севера проявляются два типа проблем: проблемы из-за оттаивания мерзлого грунта (воздействие тепла транспортируемого продукта, нарушение растительного покрова и т.д.); проблемы из-за пучения грунта во время холодов. Все эти процессы препятствуют надежной и безопасной эксплуатации трубопроводов, а именно: нарушают проектное положение трубопроводов, при этом перемещения часто превышают предельные значения, что является причиной разрушения наземных и подземных конструкций. Оттаивание деятельного слоя ММГ, являющегося фундаментом магистрального трубопровода, вызывает разнородность механических свойств на всем протяжении трубопровода. Это приводит к неравномерной просадке основания. В свою очередь, неравномерная просадка способствует образованию неравномерных нагрузок на магистральный трубопровод. Из-за чего вероятность нарушения целостности трубопровода резко возрастает [1].

В данный момент эксплуатация и прокладка магистральных трубопроводов в зонах распространения ММГ обрела большую важность в связи с политикой правительства РФ, заключающейся в развитии восточной части страны. В частности, из-за окончания масштабного международного строительства магистрального газопровода «Сила Сибири», значительная часть которого проложена в зоне ММГ. Вследствие резко континентального климата Республики Саха (Якутия), в республике почти повсеместно распространена зона распространения ММГ. На формирование этой зоны благотворно влияют низкая температура зим и малая мощность снежного покрова в Якутии. С приходом холодных сезонов, грунты здесь отдают большую часть тепла и замерзают на большую глубину. В итоге они превращаются в мерзлоту. В летний период грунт не полностью успевает оттаять, поэтому на малой глубине отрицательная температура сохраняется в течение сотен и тысяч лет [2]. В области рассматриваемой зоны опасные геологические явления и процессы имеют высокую интенсивность. Поэтому исследование напряженно-деформированного состояния (НДС) трубопровода в зоне распространения вечной мерзлоты является важной задачей.

В ходе выполнения работы была создана конечно-элементная модель трубопровода (Static Structural) в ANSYS 19.2 с соответствующими размерами ($D_n = 820 \times 14$ мм, $P_{раб} = 2,5$ МПа, $L = 12$ м) и параметрами стали (K56). Также для модели трубы была создана конечно-элементная сетка с размером сеток 200 мм. В итоге были получены общая деформация и эквивалентные напряжения по Мизесу (рис. 1 и 2).

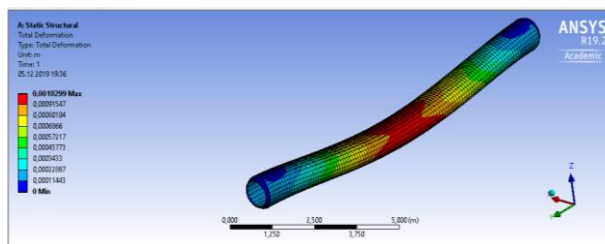


Рис. 1 Общая деформация

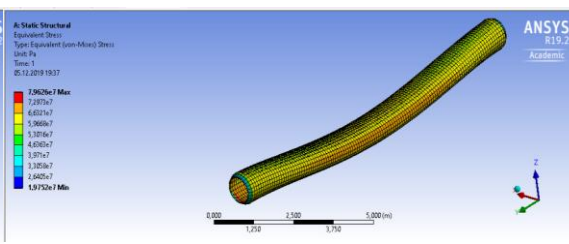


Рис. 2 Эквивалентные напряжения по Мизесу

При проседании трубопровода образуются концентраторы напряжений в местах закрепления трубопровода (79,6 МПа) и образуются перегибы трубопровода, с максимальными деформациями в середине провисающего трубопровода (1,03 мм). При низких давлениях перекачиваемого продукта угроза разрушения трубопровода отсутствует (временное сопротивление разрыву в 550 МПа не превышено). Проявление недопустимых пластической деформаций также отсутствует (предел текучести в 390 МПа не превышен), упругие деформации при снятии нагрузки исчезнут.

Однако при высоких давлениях перекачки и при просадке трубопровода вероятность разрыва трубы, образования гофр, образования трещин и других дефектов довольно высока. Для предотвращения просадок трубопровода необходимо снизить тепловое воздействие трубопровода на грунт, препятствовать разрушению растительного и снежного покрова, и т.д. Для сокращения просадок можно применять криогели.

Структурированные полимерные физические тела, называемые гелями, могут быть охарактеризованы как системы из полимер-иммобилизованного растворителя, в составе которых макромолекулы соединены в пространственную сетку достаточно устойчивыми во времени нефлуктуационными связями. Установлено, что все типы гелеобразования, протекающие в среде растворителя, можно реализовать также и в криогенном варианте при подходящих режимах замораживания, выдерживания в замороженном состоянии и оттаивания.

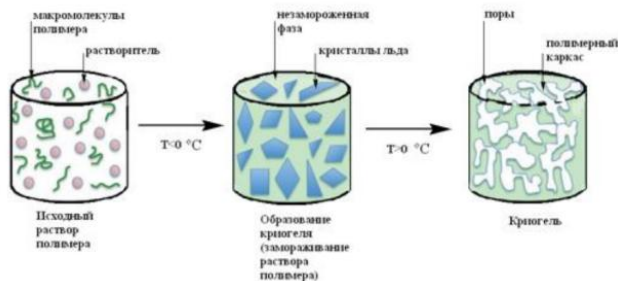


Рис. 3 Цикл «замораживание-оттаивание» криогеля

Неглубокое замораживание систем «растворитель – гелеобразующий полимер» приводит к фазово-неоднородным системам, включающим незамерзшую жидкую микрофазу. Если исходный препарат содержит гелеобразователи, то полимерный каркас криогеля формируется как раз в таких незамерзших микрообластях замороженного образца. После оттаивания замороженного препарата получается макропористый криогель, содержащий крупные поры разной величины и геометрии [4].

В ходе выполнения работы были проведены испытания грунта с криогелем (суглинок влажностью 30 %, криогель (поливинилловый спирт, ПВС) 1, 2 и 3 % мас.).

Такой грунт наиболее часто встречается на территории Республики Саха (Якутия).

Таблица

Результаты испытаний образцов

| Масс. доля ПВС, % | 1 % | 2 % | 3 % |
|------------------------------------|--------|--------|--------|
| <i>c</i> , кПа (коэфф. сцепления) | 8 | 13 | 17 |
| ϕ , град (угол вн. трения) | 4,28 | 7,74 | 10 |
| <i>E</i> , кПа (модуль деформации) | 1034,5 | 757,6 | 717,7 |
| | 1621,6 | 1507,5 | 1357,5 |
| | 2173,9 | 2083,3 | 1960,8 |
| | 3000,0 | 2564,1 | 2608,7 |
| | | 3529,4 | 3125,0 |



Рис. 4 Установки для испытания грунта



Рис. 5 Загрузка образцов

AKP – 2 и СПКА

Выводы. Результаты проведенной работы показали, что проблему повышения надежности магистральных трубопроводов в зоне многолетней мерзлоты может решить перспективная методика борьбы с колебаниями проектных высотных положений трубопроводов – применение криогелей.

Литература

1. Анисимов В. В. Строительство магистральных трубопроводов в районах вечной мерзлоты / В. В. Анисимов, М. И. Криницин. – Л.: Гостоптехиздат, 1963. – 147 с.
2. Андреев А.А. Природные условия строительства участка магистрального газопровода "Сила Сибири // Вестник магистратуры. – Йошкар-Ола, 2016 – № 3-1 – С. 22 – 29.
3. Дерцакян А.К., Васильев Н.П., Строительство трубопроводов на болотах и многолетнемерзлых грунтах. – М.: Недра, 1987 – 167с.
4. Лозинский В.И. Криогели на основе природных и синтетических полимеров: получение, свойства и области применения // Успехи химии. – Москва, 2002. – № 6 – С 559 – 585.
5. Транснефть. Энциклопедия технологий. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://discoverrussia.interfax.ru/wiki/53/>, свободный – (07.02.2020).

**ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ПОКРЫТИЯ НА ОСНОВЕ НИТРИДА ТИТАНА ДЛЯ ДЕТАЛЕЙ
УЗЛОВ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ, РАБОТАЮЩИХ В КОРРОЗИОННО-АБРАЗИВНОЙ СРЕДЕ**

А.Э. Волков, А.А. Марина

Научный руководитель - профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Самой распространенной запорной арматурой на нефтегазовом промысле на сегодняшний день считается задвижка клинового типа, которая предназначена для перекрытия потока рабочей среды. В производственных реалиях срок службы клиновой задвижки (ЗКЛ) существенно меньше, чем обозначенный заводом изготовителем в связи с эксплуатацией арматуры в коррозионно-абразивной среде. Как следствие, происходит разрушение уплотнительной поверхности запорного элемента и корпуса арматуры.

В работе предлагается способ повышения износостойкости рабочей поверхности запорного элемента клиновой задвижки, рассматривается применение износостойкого покрытия нитрида титана (TiN) на нефтегазовых месторождениях с целью увеличения срока службы, снижения экономических затрат, минимизации отказов запорной арматуры.

На месторождениях "N" эксплуатируется более 7000 ЗКЛ. Ежегодно, по разным причинам (негерметичность самой ЗКЛ, внешняя утечка, заклинивание) отказывает около 1,5 % ЗКЛ, зачастую не выработывая установленный срок службы.

В процессе эксплуатации вероятность отказа ЗКЛ увеличивается в связи с механическим износом запорного элемента. Для замены или восстановления работоспособности задвижки клинового типа на некоторых участках трубопровода требуется остановка оборудования, что приводит к экономическим потерям [1].

Опыт эксплуатации запорной арматуры свидетельствует о том, что конструктивные усовершенствования не всегда дают ожидаемый эффект, при этом отмечается значительное удорожание устройств, поэтому актуальным является применение других методов высокоэнергетического воздействия на функциональные поверхности элементов запорной арматуры. Метод ионной лучевой обработки поверхностных слоев деталей наиболее перспективный. Среди основных методов ионно-лучевой обработки поверхности конструкционных материалов, применяемых в нефтегазовой промышленности, можно выделить вакуумно-плазменное напыление износостойких покрытий. Именно этот метод рассмотрен в работе.

Технология вакуумного ионно-плазменного напыления – это современный метод нанесения функциональных покрытий. Способ основан на распылении в вакууме исходного материала бомбардировкой ионным потоком и последующей конденсации на подложке. Осаждение материалов ведется из плазмы (тлеющий разряд в плазме, среды инертного газа) на деталь, находящуюся под отрицательным потенциалом, значение которого достигает 103 В. Метод позволяет получать пленки равномерной толщины с хорошей адгезией к подложке.

Для получения покрытия с высокими защитными характеристиками в качестве материала для напыления выступает мишень из титана, а в технологическую среду добавляется азот. В результате высокотемпературного нагрева активируется химическая реакция и нитрид титана диффундируется в структуру покрываемого металла.

Вакуумно-плазменное напыление обладает весомыми преимуществами, к которым относятся:

- простота получения нитридов стехиометрического состава;
- возможность нанесения покрытий на изделия сложной конфигурации;
- отсутствие необходимости в дополнительной обработке поверхности.

Нитридные покрытия обладают антифрикционными и антикоррозионными свойствами [2, 3].

Для проведения опытно-промышленных испытаний, на базе Томского политехнического университета было нанесено покрытие на клин задвижки стальной полнопроходной с ручным управлением КЗК 31лс45нж, фланцевого соединения по ГОСТ 12821-80, прокладками и крепежными изделиями. Класс герметичности затвора А по ГОСТ Р 54808-2011, ХЛ1 Ду100 Ру250.

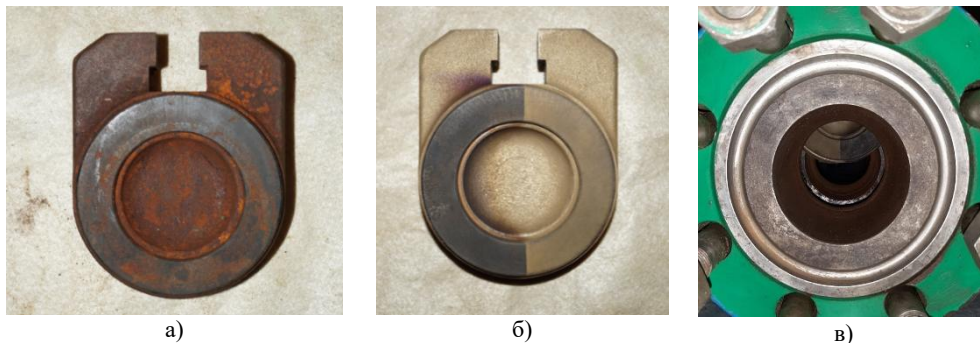


Рис. 1 а – исходный клин запорной арматуры; б – клин с напылением нитрида титана; в – установка клина на шток запорной арматуры

В процессе было нанесено износостойкое покрытие TiN.

СЕКЦИЯ 16. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

Для проверки работоспособности напыления закрыли 50 % клина изолирующей поверхностью. Нанесли методом ионно-плазменного напыления (на вакуумной ионно-плазменной установке ПВР) на клин запорной арматуры (размером 120x180x70 мм) из стали 20 и наплавкой проволокой СТ 20x13.

Значения микротвердости $H_{\text{покр}}$, зарегистрированное на образце, полученном при оптимальном режиме напыления, составляет 24 ГПа (2447.3 кг·с/см²).

Износостойкость исходного материала и покрытия TiN оценивали по геометрическому параметру – диаметру пятна износа. Износостойкость зависит от вида нагрузок, возникающих на элементе.

После нанесения TiN на рабочий орган, образец был доставлен на промышленный участок, и была произведена установка клина непосредственно в запорную арматуру.

Затем установили ЗКЛ для проведения опытно-промышленных испытаний на действующей части водовода высокого давления, где происходит забор продукции, что подразумевает эксплуатацию запорной арматуры с частым дросселированием потока.

После завершения испытаний будет производиться снятие запорной арматуры и извлечение клина. Затем будет оцениваться износостойкость по геометрическому параметру – диаметру пятна износа.

Рассмотрим применение ионно-плазменного напыления на примере XXX производственного участка.

Таблица

Расчет экономической эффективности

| ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРИМЕНЕНИЯ ПОКРЫТИЯ TiN | | | | |
|---|-----------------|-----------------------------|----------------------------|-------------------------------------|
| Показатель | Ед. изм. | Вариант 1 (без покрытия) | Вариант 2 (с покрытием) | Отклонение (экономич. эффект) |
| Экономические показатели | | | | |
| Выручка: | млн руб. | - | 71,7 | 71,7 |
| <i>Экономия от применения покрытия</i> | млн руб. | - | 71,7 | 71,7 |
| САРЕХ: | млн руб. | - | 9,0 | 9,0 |
| <i>Общая стоимость установки</i> | млн руб. | - | 9,0 | 9,0 |
| Налог на имущество | млн руб. | - | 1,1 | 1,1 |
| ОРЕХ: | млн руб. | - | 12,0 | 12,0 |
| <i>Эксплуатационные затраты</i> | млн руб. | - | 12,0 | 12,0 |
| Показатели эффективности | | | | |
| ЧДП (Чистый денежный поток) | млн руб. | -170,1 | 49,6 | 219,7 |
| NPV (Дисконтированный денежный поток) | млн руб. | -78,1 | 18,6 | 96,7 |

Реализация предлагаемого решения оказывает положительный экономический эффект по показателю NPV в размере 96,7 млн руб.

Проект рентабелен, т.к. уже после двух лет применения напыления нитрида титана на промысле позволяет экономить более 18375000 руб. в год.

Применения покрытий показало повышение коррозионно- износостойких характеристик.

При повышении коррозионно- износостойких характеристик количество отказов запорных арматур будет существенно уменьшено, что позволит существенно сократить простои и увеличить срок службы запорной арматуры.

При возможности напыления износостойкого покрытия TiN на промысле, возможно напыления на другие необходимые в увеличении коррозионно- износостойких характеристик детали и узлы. В перспективе рассматривается напыления покрытия на рабочие колеса насосов.

Литература

1. РД 24-207-06-1990. Арматура трубопроводная. Расчет показателей надежности на этапе проектирования. – Центральное конструкторское бюро арматуростроения (ЦКБА), 1991. – 27 с.
2. СТ ЦКБА 042-2008. Арматура трубопроводная. Покрытия электролитические, химические, анодные и диффузионные. Технические требования. – С-Петербург: Закрытое акционерное общество «Научно-производственная фирма «Центральное конструкторское бюро арматуростроения», 2008. – 25 с.
3. Тарасенко, Ю.П., Царева И.Н., Романов И.Г. Субструктура, механические и фрикционные свойства ионноплазменных покрытий нитрида титана, полученных при разных парциальных давлениях азота // Изв. Академии наук. Сер. Физическая. – Москва, 2002. – Т.66. – № 8. – С.1223 – 1225.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ НА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОЕ СОСТОЯНИЕ ТРУБОПРОВОДА НА ОПОРАХ

И.П. Дубченко

Научный руководитель - профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В последнее время новую актуальность набирает вопрос о надежности магистральных и промышленных трубопроводов в районах Крайнего Севера. В таких районах преобладают многолетнемерзлые грунты (ММГ), которые характеризуются слабонесущими и пучинистыми свойствами, а также экстремальными климатическими условиями, что в свою очередь не позволяет обеспечить эксплуатационную надежность сооружений.

Повышенные требования к строительству и эксплуатации инженерных сооружений, возводимых на территории многолетнемерзлых грунтов, обусловили необходимость к проектированию трубопроводов нового поколения, обладающих повышенными весовыми и жесткостными характеристиками, а прочность и надежность таких трубопроводов – одно из важнейших условий их долговечной и безаварийной работы. Поэтому важнейшей целью в этой области, на мой взгляд, является исследование взаимодействия ММГ с трубопроводами, устанавливаемыми на опоры, и разработка новых подходов к проектированию и строительству трубопроводов с применением опорных конструкций [1].

Цель данной работы. Исследовать взаимодействие опорных конструкций трубопровода с многолетнемерзлыми грунтами.

Задачи:

- проблематика трубопроводного транспорта в условиях Крайнего Севера;
- анализ существующих факторов влияния многолетнемерзлых грунтов на положение трубопровода;
- исследование напряженно-деформированного состояния (НДС) трубопровода (Ansys 19.0).

Объект исследования. Магистральный трубопровод: диаметр: 530x11, давление: 9,0 МПа; длина: 12 м, в зоне проседания многолетнемерзлого грунта.

Как известно, ММГ обладают способностью давать значительные осадки при оттаивании грунта, что существенно влияет на сопротивляемость продольным и поперечным перемещениям труб, поскольку нарушается структура грунта и ухудшаются его физико-химические свойства. Соответственно, возникшие при этом изгибающие напряжения нарушают эксплуатационную надежность и могут являться причинами аварий и отказов [2].

Поскольку магистральные трубопроводы согласно СП 36.13330.2012 относятся к «горячим» трубопроводам, то есть транспортируют нефть только при положительной температуре, то влияние тепловых излучений транспортируемого продукта оказывает существенное воздействие на твердомерзлое состояние многолетнемерзлых грунтов [1,4].

Поэтому для обеспечения круглогодичного твердомерзлого состояния многолетнемерзлых грунтов, что требует СП 25.13330.2012, и уменьшения зоны оттаивания мерзлого грунта следует применять охлаждающие установки и теплоизолирующие экраны [1,4].

Однако, как показывает практика, даже внедрение самых современных технологий строительства не всегда защищает от рисков спровоцированных вечной мерзлотой. Так, в 2011 году около 40-50 инцидентов различного масштаба, происходивших на магистральных трубопроводах в России, 80 % – инциденты, происходившие на мерзлоте.

В ходе выполнения исследования НДС трубопровода была создана ее конечно-элементная модель (StaticStructural) в ANSYS 19.0 с соответствующими размерами и параметрами стали (K56). Также для модели трубы была создана конечно-элементная сетка.

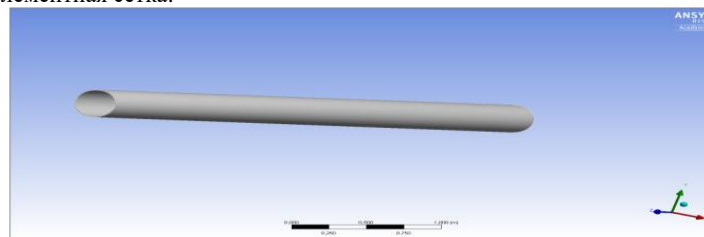


Рис. 1 Модель трубопровода

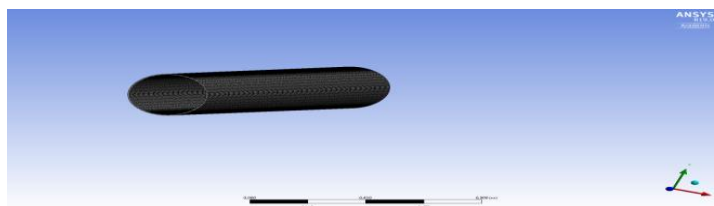


Рис. 2 Конечно-элементная сетка модели трубопровода

Задаем граничные условия для данной модели: производим закрепление трубы по торцам, накладываем внутреннее давление 9,0 МПа и накладываем нагрузку веса грунта. Получили следующие результаты:

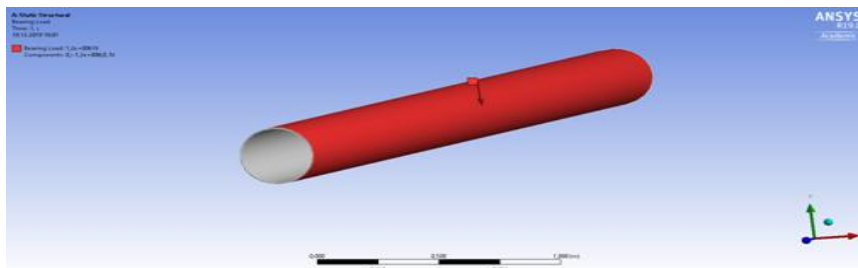


Рис. 3 Граничные условия

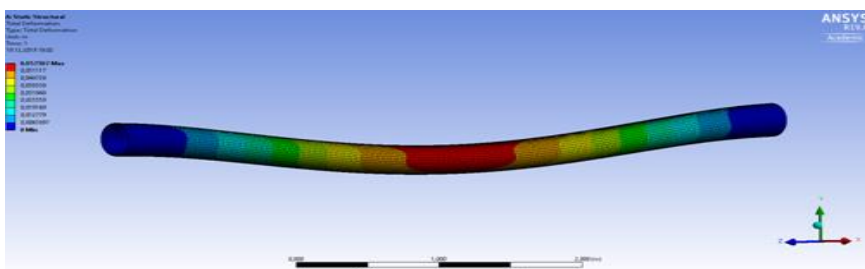


Рис. 4 Общая деформация модели

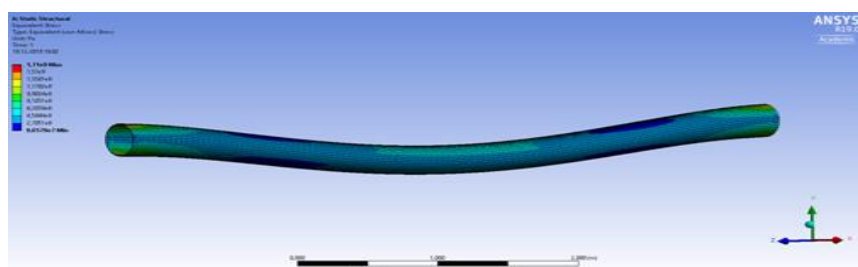


Рис. 5 Эквивалентные напряжения по Мизесу

Здесь мы можем видеть, как наибольшие напряжения сконцентрировались на торцах трубопровода, т.е. в местах закрепления. Большие напряжения также можно заметить на боковой части трубы и на остальной части тела трубы, вследствие давления веса грунта.

Выводы.

Было проанализировано взаимодействие опорных конструкций трубопровода с многолетнемерзлыми грунтами.

Проблематика трубопроводного транспорта в условиях Крайнего Севера.

Был произведен расчёт НДС. Для этого применили модель трубы и задали ей соответствующие параметры. Как видно из результатов, образовалась просадка в центре трубопровода с максимальным значением 0,05 мм и максимальным напряжением 17 МПа. Пластической деформации нет. Соответственно, если убрать данную нагрузку на трубопровод, то упругих деформаций тоже не будет.

Литература

1. Лисин Ю.В. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Справочное пособие. – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2017. – Т.2.– 519 с.
2. Лурье М.В., Мастобаев Б.Н., Равель-Муроз П.А., Сощенко А.Е. Проектирование и эксплуатация нефтегазопроводов: Учебник для нефтегазовых вузов. – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2019. – 434 с.
3. СП 36.13330–2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85 (с Изменениями № 1, 2. – М.: Госстрой ФАУ ФЦС, 2013. – 78 с.
4. СП 25.13330–2012. Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. Актуализированная редакция СНиП 2.02.04-88 (с Изменениями N 1, 2, 3). – 2012. – 123 с.
5. Burkov P., Yan'nan V., Burkova S. Stress-strain analysis of pipelines laid in permafrost // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – IOP Publishing, 2016. – V. 43. – №. 1. – P. 012080.

ИССЛЕДОВАНИЕ КОРРОЗИОННОГО СОСТОЯНИЯ УЧАСТКА МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА С ПРИМЕНЕНИЕМ СТАТИСТИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ

И.А. Кнауб

Научный руководитель - доцент А.Г. Зарубин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В статье была проведена статистическая обработка коррозионного состояния участка линейной части магистрального газопровода. Определены наиболее опасные коррозионные дефекты, выявленные в результате проведения внутритрубной диагностики, а также интерпретированы с применением диаграмм. Рассчитано прогнозируемое количество коррозионных и стресс-коррозионных дефектов, которые не смог выявить внутритрубный дефектоскоп-снаряд в связи с их малыми размерами. На основе этих данных был рассчитан интервал следующей внутритрубной диагностики.

Наиболее эффективным и результативным методом диагностики магистральных трубопроводов в настоящее время является внутритрубная диагностика (ВТД). Использование ВТД для исследования состояния трубопровода позволяет обнаружить все основные типы дефектов, а также распределить их по степени опасности и определить приоритет для последующей идентификации поврежденных участков магистральных газопроводов и вывода их в ремонт [2].

После пропуска внутритрубных дефектоскопов-снарядов, полученные данные подверглись статистической обработке. Выбор участка объясняется содержанием большого количества коррозионных повреждений, выявленных после пропуска внутритрубных дефектоскопов-снарядов МДР-1000 с продольным намагничиванием и МДПР-1000 с поперечным намагничиванием.

Для изменения размерности исходных данных, имеющих такие характеристики, как расстояние, расположение от шва, угол, длина, ширина, глубина, использовался метод главных компонент (МГК). По полученным данным для наглядности, а также для дальнейшего анализа, были построены точечные графики (графики счетов) и график зависимости глубины от расстояния, представленные на рисунках 1 и 2.

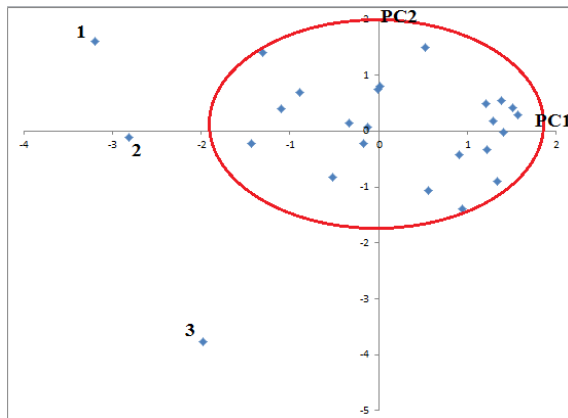


Рис. 1 График счетов участка газопровода

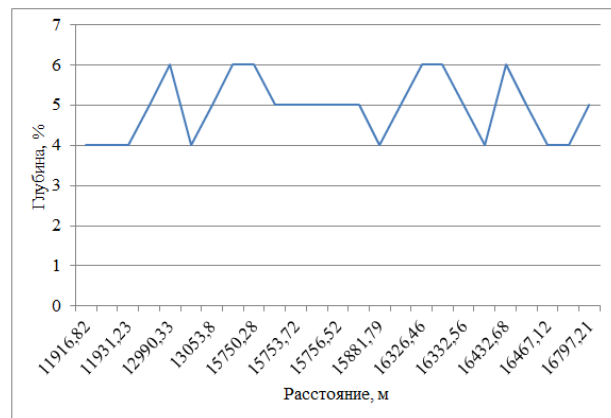


Рис. 2 График зависимости глубины от расстояния

После проведения предварительной обработки данных методом главных компонент была выявлена группа дефектов, выделенных красным эллипсоидом (рис. 1) для дальнейшего анализа по СТО Газпром 2-2.3-095-2007 [1]. Оставшиеся были отнесены к наиболее опасным дефектам, требующим ремонт.

На рисунке 1 большая часть точек плотно сосредоточена в центральной области графика. Обычно так устроен нормальный закон распределения. Помимо плотно сконцентрированных точек существуют исключения, лежащие вне границы (№1, №2, №3). Объединяющей характеристикой для точек является большой размер дефекта (длина, ширина). Так, для точки №1 свойственны коррозионные повреждения размером 368×524 мм, для точки №2 – 284×401 мм, для точки №3 – 176×335 мм.

На рисунке 2 значения глубин всех дефектов изменяются от 4 до 6 %, что не превышает допустимые значения коррозионного повреждения (более 20 %) согласно СТО Газпром 2-2.3-095-2007 [1]. Угол расположения дефекта изменяется в интервале от 2 до 7 ч.

Идентификация дефектов, обнаруженных в результате проведения внутритрубной дефектоскопии, производилась в соответствии с диаграммой (рис. 2) по международным требованиям, изложенным в [3].

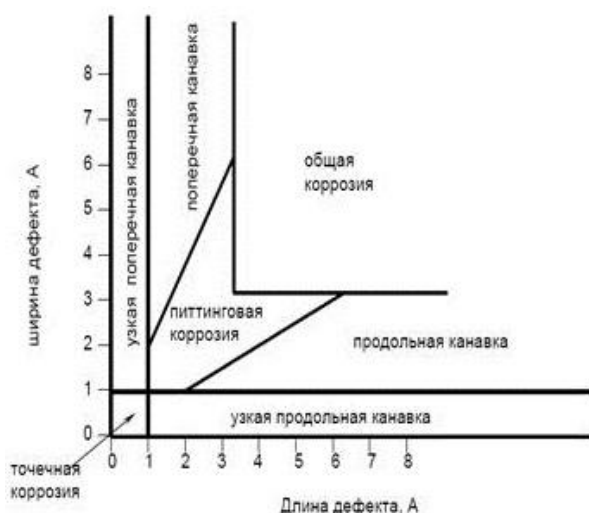


Рис. 2 Геометрические параметры дефектов [3]

Литература

1. СТО Газпром 2-2.3-095–2007. Методические указания по диагностическому обследованию линейной части магистральных газопроводов. – М.: ОАО "Газпром", 2007. – 75 с.
2. СНиП 2.05.06–85. Магистральные трубопроводы. – М., 1997. – 107 с.
3. Pipeline Operators Forum. Specifications and requirements for intelligent pig inspection of pipelines. – 2009.

МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ

А.А. Кузнецов

Научный руководитель - доцент О.В. Брусник

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Технологические процессы транспорта нефти и нефтепродуктов характеризуются значительными расходами электроэнергии (ЭЭ). «Транснефть» является огромным потребителем электричества, последние несколько лет компания использует для своих нужд свыше 14 млрд кВт/ч, что составляет более 1% от всей расходуемой в России электроэнергии. В данных годовой отчетности показатель затрат компании на электроэнергию в 2018 году равнялся 44 058 млн рублей. Таким образом, на ЭЭ приходится около 8% от суммы всех затрат компании. В соответствии с долгосрочной программой развития (ДПР) ПАО «Транснефть» до 2023 года предусмотрено плановое снижение потребление электроэнергии на 0,5% ежегодно.

Ключевыми направлениями, реализуемыми компанией в области повышения энергоэффективности, на текущий момент являются:

- применение противотурбулентных присадок (ПТП);
- оптимизация графиков очистки нефтепроводов;
- повышение КПД насосных агрегатов.

Используемые на практике противотурбулентные присадки в большинстве случаев относятся к химии высокомолекулярных полимеров суспензионного типа. Введение ПТП с целью повышения энергоэффективности перекачки направлено на уменьшение потерь напора на трение в трубопроводе. Это достигается за счет свойств присадки, обеспечивающих снижение турбулентности в околостеночной зоне, что обеспечивает падение гидравлического сопротивления по длине трубопровода. Одним из следствий такого эффекта будет являться возможность снижения рабочего давления без изменения расхода, что скажется на повышении надежности и сокращению аварийности.

Физико-химические свойства и методология применения присадок, используемых в компании, нормативно закреплены в документе «ОТГ-23.040.00-КТН-145-13». К нормируемым показателям относятся: внешний вид, плотность, вязкость, температура застывания, температура вспышки в закрытом тигле и седиментационная устойчивость. В сентябре 2019 года Транснефть запустила собственный завод по выпуску противотурбулентных присадок. Производство рассчитано на выпуск до 3 тыс. т/год ПТП с учетом возможности увеличения мощности до 10 тыс. т/год. Дозировки ПТП составляют от 1 до 50 г/т в зависимости от типа обрабатываемой жидкости и условий применения.

Снижение расхода энергии на приводе МНА при применении ПТП можно определить по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{час}} = \frac{0,002725 \cdot \rho \cdot \Delta H \cdot Q}{\eta_{\text{мна}} \cdot 1000},$$

где: ρ – плотность нефтепродукта ($\text{кг}/\text{м}^3$), ΔH – разность напора МНА при перекачке с ПТП и без (м), Q – производительность ($\text{м}^3/\text{ч}$), $\eta_{\text{мна}}$ – КПД МНА.

Максимальная стоимость ПТП за кг, при которой использование присадки является экономически оправданным, рассчитывается как:

$$M_s = \frac{S \cdot H_{\text{мна}}(Q) \cdot g}{\eta_{\text{мна}} \cdot c \cdot 3600 \cdot 10^3},$$

где: S – стоимость электроэнергии (руб./кВт*ч), c – концентрация ПТП (г/кг).

Зафиксировано значительное влияние на ПТП состава перекачиваемого продукта. Для нефти эффективность может достигать до 40 %, а при отсутствии благоприятных условий находиться в пределах от 15 до 20 %. Если говорить о тяжелой нефти с высоким процентным содержанием парафина, то велика вероятность нулевой эффективности, когда не происходит возникновения эффекта Томса. При транспортировке дизельного топлива возможно добиться максимального эффекта (до 60 %). Максимальное возможное снижение рабочего давления при неизменном расходе достигает 45 %. [1,2]

Изменение некоторых параметров всего на процент может значимо отразиться на удельном расходе ЭЭ на перекачку. Повышение вязкости продукта на величину от 3,7 % может привести к повышению потребляемой насосом мощности на 2 %. Уменьшение эквивалентного диаметра нефтепровода вследствие запарафинивания в районе 2 % приведёт к такому же эффекту, в ОР-75.180.00-КТН-018-10 утверждено допустимое уменьшение эффективного диаметра 1 %, что ведёт к росту потерь на трение на 4,75 %. [3]

Периодичность очистки нефтепроводов устанавливается исходя из ОР 13.01-60.30.00-КТН-012-1-01 в зависимости от параметров вязкости перекачиваемой продукции и скорости перекачки. Внеочередная очистка предусматривается при снижении пропускной способности нефтепровода в промежутках между периодическими очистками на 3 % и более. Однако нельзя назвать такой график очистки оптимальным. В работе [5] рассматривались два варианта очистки. В первом случае очистка проводилась при уменьшении эквивалентного диаметра на 0,5 %, что соответствует 0,7 % увеличению перерасхода электроэнергии. Во втором случае очистка проводилась при падении пропускной способности на нормативное значение 3 %. По результатам расчетов, первый режим очистки нефтепровода является энергоэффективнее второго режима на 43 %. Теоретически возможное сбережение ЭЭ в результате оптимизации графиков очистки трубопровода составляет 0,67 % от общего технологического потребления электроэнергии.

Подавляющая часть ЭЭ при перекачке нефти потребляется насосными агрегатами. Потребляемая ими мощность складывается из мощности, необходимой для перекачки нефти, и потерь энергии в насосах и в разных агрегатах привода (двигатель, преобразователь частоты, мультипликатор) и в системах регулирования. Увеличение КПД насоса на 1 % экономит до 1,37 млн рублей.

Основными причинами отклонения КПД магистральных насосов типа НМ от паспортных значений при перекачке нефти являются: причины, связанные с отклонениями в размерах элементов насосов при их производстве; усиление вибрации вследствие появления механических дефектов, явления кавитации или неправильного проведения сборки и монтажных работ; увеличение объемных потерь в щелевых уплотнениях из-за увеличения зазоров в уплотнительных кольцах выше нормативных значений; влияние вязкости перекачиваемой нефти.

При строительстве новых объектов и реконструкции действующих, компания на основе технико-экономического обоснования принимает решение о рациональности внедрения насосных агрегатов, оборудованных частотно-регулируемым приводом (ЧРП). В современных условиях ограничивающим фактором для повсеместного применения данной технологии является дороговизна оборудования. Данное оборудование обеспечит снижение гидравлических нагрузок, увеличение срока эксплуатации и экономию электроэнергии. Применение ЧРП с точки зрения энергоэффективности экономически целесообразно в случаях, когда коэффициент дросселирования станции более 5 %. [4]

Особо актуальна проблема снижения фактического КПД насосных агрегатов при работе на недогруженных режимах. Кроме падения экономичности на режимах левее от номинальной производительности из-за роста гидравлических потерь и повышения вибрационных нагрузок растет доля потерь, имеющих место на номинальном режиме из-за влияния шероховатости и отклонения геометрических размеров (до 1–2 %), влияния износа элементов щелевого уплотнения рабочего колеса (по мере наработки падение КПД составляет более 2 %), влияния вязкости перекачиваемой нефти (до 0,5 %), влияние обточки рабочего колеса по наружному диаметру (до 1–4 %).

Решение данной категории проблем сводится к применению рабочих колес новой модификации, которая будет наиболее оптимальной для соответствующего режима работы. Установкой в спиралевидный отвод насоса специальных сопел можно добиться необходимого изменения гидравлики проточной части. Это также увеличит КПД МН. Новая модификация будет отличаться другим профилем, увеличенным числом рабочих лопаток, меньшим диаметром, позволяющим увеличить зазор между колесом и отводом. При внесении таких изменений необходимо выбрать и установить оптимальный зазор для выбранной конфигурации лопаток рабочего колеса и языка насоса.

Таким образом, только правильное и своевременное комплексное проведение энергосберегающих мероприятий определяет экономию энергии и увеличение остаточного ресурса оборудования и трубопровода, необходимых для достижения поставленных компанией целей.

Литература

1. Бархатов, А. Ф., Настепанин, П. Е. Противотурбулентная присадка как один из способов снижения капитальных и эксплуатационных затрат // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – Москва, 2014. – №. 3. – С. 18 – 26.

2. Байков И.Р., Костарева С.Н., Смородова О.В. Энергосбережение при эксплуатации насосов // Нефтегазовое дело. – Уфа, 2016. – № 14-3. – С. 84 – 87.
3. Бордовский А.М., Вьюн В.И., Кузьминский Ю.Г. Влияние параметров технологического оборудования участка нефтепровода на производительность и эффективность использования электроэнергии // Вестн. Гомел. гос. техн. ун-та имени П. О. Сухого. – Гомель, 2003. – № 1. – С. 73 – 82.
4. Евтух К.А., Вязунов Е.В., Бархатов А.Ф. Об экономической эффективности замены узлов дросселирования давления на нефтеперекачивающих станциях частотно-регулируемыми приводами или гидромуфтами // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – Москва, 2014. – № 2. – С. 15 – 21.
5. Фиков, А. С. Потенциал энергосбережения от очистки магистральных нефтепроводов // Вестник Белорусско-Российского университета. – Могилев, 2010. – № 1. – С. 174 –181.

МОДЕРНИЗАЦИЯ ПРОЕКТНОГО РЕШЕНИЯ УЧАСТКА ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ОТ УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ ГАЗА ДО ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО ПУНКТА

О.А. Курасов

Научный руководитель - профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Обеспечение безаварийной и надежной работы промысловых газопроводов (ГП) является приоритетной задачей в системе трубопроводного транспорта газа. Вопреки принимаемым мерам по предотвращению внештатных ситуаций при обеспечении бесперебойных поставок природного газа конечному потребителю на уровне проектных параметров, аварии все равно происходят. Это свидетельствует о недостаточной эффективности существующих способов их предупреждения. Одна из причин – отсутствие универсальной методики комплексного анализа ГП, позволяющего следить за их техническим состоянием в течение всего жизненного цикла.

При рассмотрении проблемы поддержания работоспособности и надежности газотранспортных систем (ГТС) очень важно учитывать состояния стенок ГП и сварных швов, а также конкретный этап их деформационного старения на основе статистических подходов, использующих данные об оценках и регулировании рисков. Это дает возможность спрогнозировать остаточный ресурс трубопроводов и создать расчетные методики его оценки на основе внешних воздействий и обнаруженных дефектов [3].

Объектом исследования является распределительная газовая сеть нефтегазовой компании, предназначенная для обеспечения природным газом потребителей. Начало трассы – установка подготовки газа (УПГ), конец трассы – газораспределительный пункт (ГРП). Участок ГТС является ГП высокого давления II категории с P_y 0,6 МПа, длиной 7,4 км и не относится к магистральным ГП. В качестве проектных решений при оценке вероятности возникновения инцидентов и анализе безопасности и рисков на исследуемом участке рассматриваются опасные производственные объекты (ОПО) – участок трубопровода, прокладываемый подземно и параллельно основному трубопроводу (лупинг) вдоль всей его трассы длиной 7,8 км, и горизонтальный стальной резервуар (газгольдер) объемом 300 м³, установленный на УПГ.

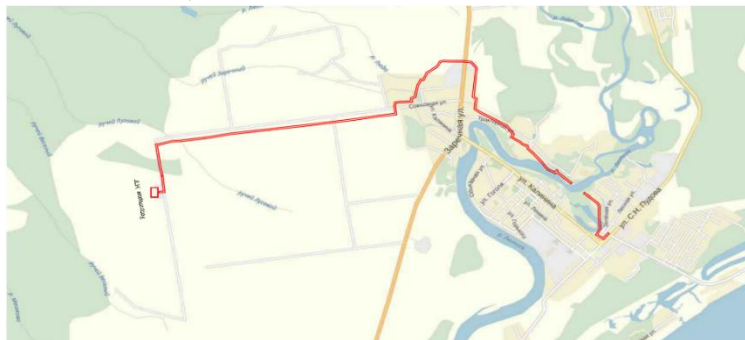


Рис. 1 План участка ГТС. Красная линия – проектируемый лупинг, выделенная область – УПГ, на которой предполагается установить газгольдер

Для обеспечения надежной работы эксплуатируемых ГП и для качественного проектирования новых очень важно совершенствовать методы расчета их напряженно-деформированного состояния (НДС). Один из эффективных методов технической диагностики промысловых ГП – исследование НДС на участках, подверженных влиянию опасных природных и техногенных факторов. Своевременная информация о действующих механических напряжениях на таких участках дает возможность оперативно принимать меры по предупреждению аварийных ситуаций.

Газгольдеры постоянного объема относятся к промышленным конструкциям высокого давления, которые также находятся в сложном НДС. Напряженные состояния отдельных их элементов возникают уже на стадии изготовления и проведения строительно-монтажных работ. Последующий рост величины напряжений в элементах конструкции резервуара является следствием действия эксплуатационных нагрузок, что, в конечном счете, приводит к риску возникновения аварийной ситуации. Поэтому обеспечение надежности и увеличение срока полезного

использования газгольдеров требуют комплексного рассмотрения вопросов снижения риска возникновения внештатных событий, диагностики и ремонта газового оборудования.

Для обеспечения надежной эксплуатации ГП приоритетной является разработка мероприятий по предупреждению инцидентов и аварий, а не ликвидация их последствий. Для определения расчетной схемы, адекватно описывающей состояние промышленного ГП под действием эксплуатационных и внешних воздействий, необходимо исследовать его конструкционную надежность, которая обуславливает способность сопротивляться внешним и внутренним нагрузкам и воздействиям, возникающим при транспорте газа, без нарушения целостности при соблюдении норм и правил эксплуатации, технического обслуживания и ремонта [1].

Разработка алгоритма анализа и мониторинга рисков, а также сценариев развития неблагоприятных ситуаций, осуществляется исходя из расчетов параметров функционирования ОПО. В общем виде последовательность расчета выглядит следующим образом: «прочность, $R_p(\tau)$ → жесткость, $R_\beta(\tau)$ → устойчивость, $R_\lambda(\tau)$ → ресурс, $R_{N\tau}(\tau)$ → надежность, $P_{QR}(\tau)$ → живучесть, $L_{id}(\tau)$ → безопасность, $S(\tau)$ → риск, $R(\tau)$ → защищенность, $Z_k(\tau)$ ». Все параметры являются функциями времени τ , на всех стадиях их жизненного цикла.

Расчет вероятности возникновения инцидентов на ГП распределительных сетей можно провести с помощью теоремы Пуассона

$$P = \frac{(\lambda \cdot T)^N \cdot e^{-(\lambda \cdot T)}}{N!}, \quad (1)$$

где: λ – среднее число инцидентов за время исследуемого периода T ; N – число инцидентов.

Защищенность $Z_k(\tau)$ определяется через формирующиеся $R(\tau)$ и приемлемые $[R(\tau)]$ риски

$$Z_k(\tau) = R(\tau) \cdot \{1 - [R(\tau)] / R(\tau)\}. \quad (2)$$

Риски $R(\tau)$, формирующиеся на данной стадии τ жизненного цикла, научно обосновываются и оцениваются по вероятностям $P(\tau)$ возникновения отказов, аварийных или катастрофических ситуаций и сопутствующим им ущербам $U(\tau)$

$$R(\tau) = P(\tau) \cdot U(\tau). \quad (3)$$

Приемлемые риски $[R(\tau)]$ на основе анализа критических отказов, аварий и катастроф назначаются по наиболее опасным, критическим параметрам $P_k(\tau)$, $U_k(\tau)$, $R_k(\tau)$ с введением запасов по рискам n_R ($n_R \geq 1$)

$$[R(\tau)] = \frac{R_k(\tau)}{n_R} = \frac{P_k(\tau) \cdot U_k(\tau)}{n_R}. \quad (4)$$

Безопасность объекта $S(\tau)$ оценивается по неравенствам

$$S(\tau) > 0 \quad \text{при} \quad R(\tau) \leq [R(\tau)]. \quad (5)$$

Надежность $P_{QR}(\tau)$ определяется по вероятностным характеристикам эксплуатационной нагруженности $Q(\tau)$ и ресурса $R_{N\tau}(\tau)$ на основе функций распределения f эксплуатационных воздействий $Q^3(\tau)$ и предельных нагрузок $Q_k(\tau)$ для заданных величин N_k , τ_k . Оценка вероятности возникновения и анализа сценариев развития аварийных событий осуществляется с помощью методов «дерева событий» или «дерева отказов» – алгоритмов построения последовательности событий, исходящих из основного события по опыту предшествующей эксплуатации этих же объектов. Поэтому технический риск определяется как

$$R_r(\tau) = 1 - P_{QR}(\tau). \quad (6)$$

Устойчивость $R_\lambda(\tau)$ определяется расчетом на потерю устойчивости

$$R_\lambda = \frac{Q_k(\tau)}{Q^3(\tau)} = n_y, \quad (7)$$

где: $Q_k(\tau)$ – критические нагрузки при потере устойчивости; $Q^3(\tau)$ – деформации при эксплуатационных воздействиях; n_y – запас на устойчивость ($n_y \geq 1$).

Система выражений (1) – (7) состоит из основных зависимостей, необходимых для расчетно-экспериментального анализа и определения ключевых параметров безопасности, рисков и защищенности ГТС [2].

В настоящее время существует вероятность возникновения инцидентов на газовых сетях и сооружениях газораспределительной сети. Основной задачей работы ГП следует считать разработку мероприятий, позволяющих предупреждать аварии, а не ликвидировать их последствия. С целью обеспечения необходимых технико-экономических показателей ГТС необходимо увеличить надежность и безотказность работы ГП с помощью проведения регулярных мероприятий по диагностике, ремонту, реконструкции и модернизации составляющих частей промышленного ГП. Выполнение комплекса этих работ позволит также проектировать ГП с высоким уровнем надежности и поддерживать его на протяжении всего периода эксплуатации.

Литература

1. Махутов Н.А. Безопасность и риски: системные исследования и разработки. – Новосибирск: Наука, 2017. – 724 с.
2. Махутов Н. А., Гаденин М. М. Фундаментальные закономерности техногенной безопасности в обосновании перспективных газотранспортных систем // Вести газовой науки. – 2018. – №. 2 (34).

3. Махутов Н. А. Конструкционная прочность, ресурс и техногенная безопасность. В двух частях. Часть 2: Обоснование ресурса и безопасности. – Новосибирск: Наука, 2005. – 610 с.

ОЦЕНКА ВЕРОЯТНОСТИ ОТКАЗА ТОРСИОНА ПРИВОДА ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ МЕТОДАМИ НЕПАРАМЕТРИЧЕСКОЙ СТАТИСТИКИ

Т.Е. Лобкова

Научный руководитель - профессор К.В. Сызранцева
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Одной из важных проблем нефтегазовой промышленности является обеспечение безопасной и надежной транспортировки нефти, газа, а также различных нефтепродуктов. Транспортировка осуществляется через трубопроводы с разнообразной запорной и запорно-регулирующей арматурой.

На магистральных трубопроводах запорная арматура используется с целью полного открытия или закрытия потока жидкости. К запорной арматуре относятся: задвижки, клапаны, краны и затворы поворотные. В качестве устройств запорной арматуры на магистральных трубопроводах используют задвижки и шаровые краны, которые обеспечивают минимальное гидравлическое сопротивление.

Для управления запорной арматурой используются приводы. Для обеспечения длительной и надежной эксплуатации к приводу предъявляются следующие требования: надежность и плавность хода.

В 2017 году была разработана новая бесступенчатая трансмиссия, которая позволяет приводу соответствовать предъявленным требованиям. Трансмиссия может применяться как в транспортных машинах, так и в запорной арматуре. Принципиальная кинематическая схема бесступенчатой представлена на рисунке 1.

Принцип работы передачи следующий. Вращение входного вала, который состоит из передней и хвостовой частей, при помощи генератора колебаний преобразуется в колебательное движение коромысел. Коромысла жестко соединены с ведущими элементами механических выпрямителей. Торсионы через суммирующий редуктор передают вращение на входной вал. Торсионы, растягивая импульсы момента по времени, обеспечивают перекрытие непрерывности момента на входном валу. Ведомый вал, соединенный с конической шестерней, обеспечивает вращение шпинделя задвижки, который соединен с коническим колесом, в сторону закрытия или открытия трубопровода.

На различных режимах нагружения торсионов характер работы передачи в пределах одного оборота ведущего вала отличается. При стоповом режиме, когда ведомый вал передачи неподвижен, задние концы торсионных валов тоже неподвижны, а передние, которые соединены с ведомыми элементами выпрямителей, поворачиваются в сторону рабочего хода коромысла. При этом выпрямители включены в течение всего оборота ведущего вала. Торсионы закручиваются, в результате чего происходит их упругая деформация.

Данный новый тип бесступенчатой механической трансмиссии позволяет преодолеть технические противоречия, когда для преодоления значительного момента, который требуется для закрытия задвижки, необходимо большое передаточное число в приводе, а для того, чтобы закрыть задвижку передаточное число должно быть небольшим [3].

Трансмиссия обладает важным свойством – регулируемой внутренней автоматичностью – то есть при изменении внешней нагрузки передача может изменять передаточное отношение. Регулируемая внутренняя автоматичность обеспечивается внутренней силовой функцией, которая создается благодаря закрутке торсионных валов.

Торсион является наиболее слабым звеном данной бесступенчатой передачи. Поэтому необходимо разработать методику оценки вероятности отказа торсиона.

В процессе ходовых испытаний трансмиссии была получена выборка экспериментальных данных по углу закручивания при стоповом режиме нагружения. Анализ данных выборки показал, что она не соответствует нормальному закону распределения. Для обработки данных, вид распределения которых неизвестен, применяется метод, основанный на применении непараметрической статистики. Данный метод позволяет исключить погрешности, вызванные заменой реального распределения случайной величины угла закручивания близкими к нему «удобными» имеющими аналитическое описание известными распределениями [2].

Для оценки вероятности отказа торсиона необходимо восстановить неизвестную функцию плотности действующих напряжений. Для этого также используются методы непараметрической статистики: оценка Розенблатта-Парзена [1, 2], в соответствии с которой функция плотности распределения угла закручивания торсиона записывается так:

$$P_{\tau}(\tau) = \frac{1}{\sqrt{2\pi} \cdot N \cdot h_N^*} \sum_{i=1}^N \exp \left[-0,5 \left(\frac{\tau - \tau_i}{h_N^*} \right)^2 \right].$$

Результат восстановления функции плотности распределения, а также гистограмма выборки касательных напряжений в поверхностном слое торсиона показаны на рисунке 2.

Вероятность безотказной работы торсиона оценивается как вероятность того, что напряжения в поверхностном слое торсиона не превышают предел выносливости на кручении материала и соответствует вычислению значения следующего интеграла:

$$P_F = 1 - \int_0^{\tau_m} \left[\int_0^{\tau_m} P_{\tau}(\tau + \tau_{Lim}) \cdot P_{\tau_{Lim}}(\tau_{Lim}) d(\tau_{Lim}) \right] d(\tau).$$

Графическое представление расчета вероятности отказа показано на рисунке 3. Значение вероятности отказа исследуемой бесступенчатой передачи на стоповом режиме получилось равным 3,82 %.

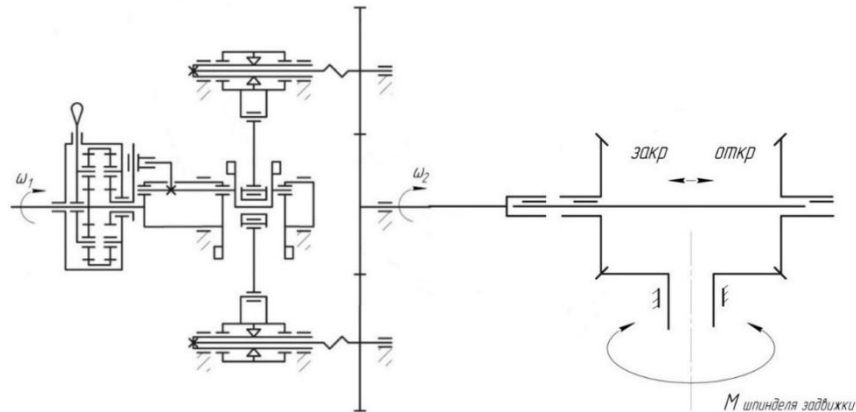


Рис. 1 Принципиальная кинематическая схема бесступенчатой передачи привода задвижки

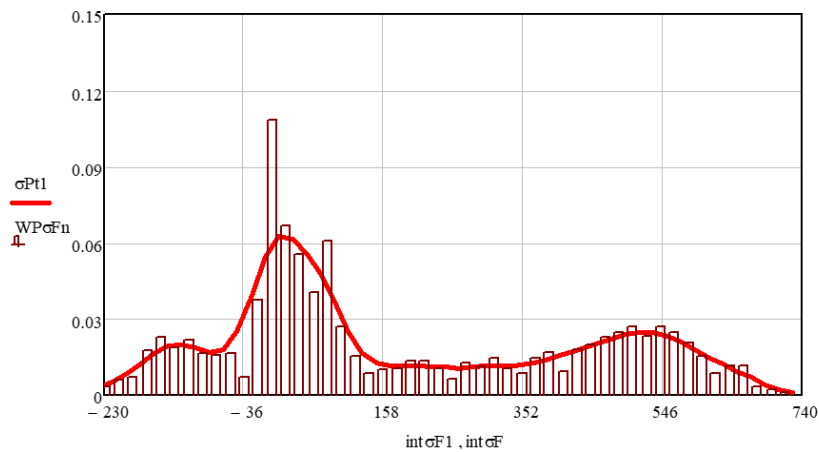


Рис. 2 Функция плотности распределения угла закручивания при стоповом режиме работы

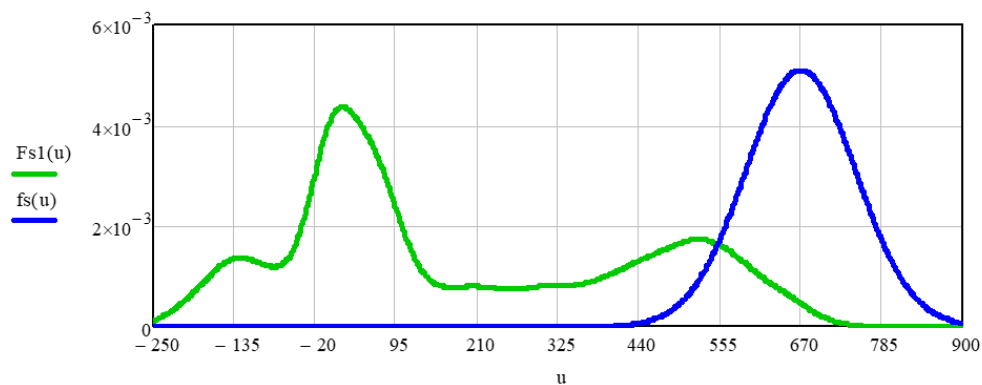


Рис. 3 Вероятность отказа торсиона при стоповом режиме работы

Литература

1. Сызранцева, К.В., Ильиных, Д.С., Колбасин В.Н. Оценка вероятности отказа редуктора системы верхнего привода буровой установки с учетом режима его эксплуатации // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – Тюмень, 2019. – №3. – С. 127 – 134.
2. Сызранцева, К.В. Расчет прочностной надежности деталей машин при случайном характере внешних нагрузок : Монография – Тюмень: ТюмГНГУ, 2011. – 92 с.
3. Терешин, А.В., Юркевич И.А. Механическая бесступенчатая передача как привод запорно-регулирующей арматуры нефтегазового комплекса // Journal of Advanced Research in Technical Science. – Норт-Чарлстон, 2019. – №17. – С. 105 – 107.

**ВЛИЯНИЕ УЛЬТРАЗВУКОВОЙ ОБРАБОТКИ НА СТРУКТУРНО-РЕОЛОГИЧЕСКИЕ
СВОЙСТВА НЕФТЯНОЙ ДИСПЕРСНОЙ СИСТЕМЫ**

А.В. Морозова, Г.И. Волкова

Научный руководитель - с. н. с., Г.И. Волкова

Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

Разработка новых технологий добычи и транспортировки проблемных нефтей является весьма актуальной для России и других нефтедобывающих стран, поскольку доля такого углеводородного сырья в общем нефтяном балансе постоянно растет. В связи с этим проводятся многочисленные исследования, направленные на улучшение структурно-реологических параметров нефтяных дисперсных систем (НДС). В настоящее время активно исследуется воздействие ультразвукового поля на свойства НДС. Обзор научных работ [1, 3, 6] показал, что структурно-механические свойства нефтей различного компонентного состава после обработки в ультразвуковом поле изменяются не однозначно. Однако большинство исследований имеет прикладной характер, так как регистрируется факт изменения свойств нефтяных систем без экспериментальных доказательств, объясняющих суть явления. В связи с этим, для прогнозирования свойств углеводородного сырья после ультразвукового воздействия необходимо оценить влияние различных компонентов нефти на её поведение. В частности, представляется важным оценить, какие же структурные единицы смол оказывают большее влияние на вязкостно-температурные и энергетические параметры нефтеподобных систем, обработанных в ультразвуковом поле.

Цель данной работы заключается в исследовании влияния бензольных и спирто-бензольных смол на структурно-реологические свойства 6 % мас. раствора нефтяного парафина в декане, обработанного ультразвуком.

В качестве объекта исследования использовали 6 % мас. раствор нефтяного парафина в декане (НП-д). Бензольные (БС) и спирто-бензольные (СБС) смолы выделены из нефти Усинского месторождения по стандартным методикам [2]. Относительное содержание структурных фрагментов смол определяли с использованием данных ИК-спектроскопии. ИК-спектры регистрировали на FTIR-спектрометре NICOLET 5700 в области 400-4000 см⁻¹. Ультразвуковую обработку и определение структурно-реологических параметров исследуемых образцов проводили согласно методикам, описанным в работе [5].

Методом ИК-спектроскопии исследован групповой состав БС и СБС. Согласно полученным значениям спектральных коэффициентов, БС содержат большее количество ароматических структур, в то время как содержание сульфоксидных заместителей, С=О-групп (в том числе в амидах), степень алифатичности (720+1380/1600) и разветвленности (1380/1465) ниже, чем в СБС (табл. 1).

Таблица 1

Нормированные оптические плотности полос в ИК-спектрах смол

| Смолы | Положение полосы поглощения, см ⁻¹ | | | | | | | | | | |
|-------|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | 720+1380/ 1600* | 1730 | 1700 | 1650 | 1600 | 1380 | 1030 | 850 | 805 | 760 | 725 |
| | Нормированные оптические плотности относительно полосы 1465 см ⁻¹ , отн. ед.** | | | | | | | | | | |
| БС | 2,214 | 0,217 | 0,268 | 0,182 | 0,328 | 0,597 | 0,224 | 0,166 | 0,186 | 0,196 | 0,131 |
| СБС | 2,383 | 0,415 | 0,292 | 0,302 | 0,322 | 0,631 | 0,515 | 0,151 | 0,177 | 0,162 | 0,136 |

* – степень алифатичности

**отн. ед. – относительные единицы

Как показали ранее проведенные исследования [4], введение 0,3 % мас. БС и СБС приводит к существенному снижению вязкости, температур застывания, начала кристаллизации и золь-гель перехода в растворе 6 % мас. НП-д, причем в присутствии БС параметры системы изменяются в большей степени, чем после введения СБС.

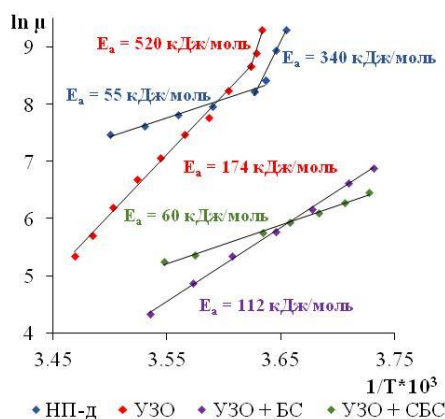


Рис.1 Температурная зависимость логарифма эффективной вязкости растворов НП-д

При охлаждении углеводородного сырья с высоким содержанием парафинов наблюдаются структурные преобразования, которые можно проследить по зависимостям вязкости системы от температуры. Ультразвуковое воздействие на исходный раствор приводит к увеличению значений вязкости при температурах ниже 5 °С. После обработки раствора НП-д в ультразвуковом поле с последующим введением как БС, так и СБС, вязкость существенно снижается особенно в области температур ниже 13 °С. Вязкостно-температурные зависимости использовали для расчета энергии активации вязкого течения дисперсной системы (E_a) (рис. 1). Для исходного и обработанного ультразвуком раствора НП-д эта зависимость выражается двумя линейными функциями с точкой перегиба, поэтому реологические свойства характеризуются двумя значениями энергии. Для образцов после комплексного воздействия наблюдаются линейные зависимости во всем исследуемом температурном интервале. Значения E_a в области низких температур меньше и составляют 112 и 60 кДж/моль в присутствии БС и СБС соответственно.

Низкотемпературные свойства углеводородных систем можно характеризовать такими параметрами, как температура начала

кристаллизации, максимальной скорости кристаллизации и застывания. Для исследуемых систем прослеживается тенденция к увеличению температуры начала кристаллизации с 17,6 для исходного раствора до 20,7 °С в ряду НП-д→НП-д+УЗО→НП-д+УЗО+СБС→НП-д+УЗО+БС. Такая же последовательность наблюдается для температуры максимальной скорости кристаллизации.

Температура застывания (Тз) в растворах с добавкой смол, напротив, на 8-10 °С ниже, чем в исходной системе (Тз= 10 °С). Внесение в обработанный раствор НП-д 0,3 % мас. БС способствует снижению температуры застывания на 6,5 °С. Максимальная депрессия температуры застывания раствора НП-д, составляющая 8,8 °С, наблюдается в присутствии 0,3 % мас. СБС.

Изменение структурно-механических свойств растворов НП-д после УЗО и введения БС и СБС отражается на процессе осадкообразования. Добавка смол в раствор, обработанный ультразвуком, способствует снижению количества осадка (табл. 2), причем в присутствии БС степень ингибирования осадкообразования в исследуемом растворе выше (74 %), чем после введения СБС (37 %).

Таблица 2
Масса осадков, выделенных из растворов НП-д

| Образец | Масса осадка, г/100 г |
|----------|-----------------------|
| НП-д | 14 |
| +УЗО | 15 |
| +УЗО+СБС | 9 |
| +УЗО+БС | 4 |

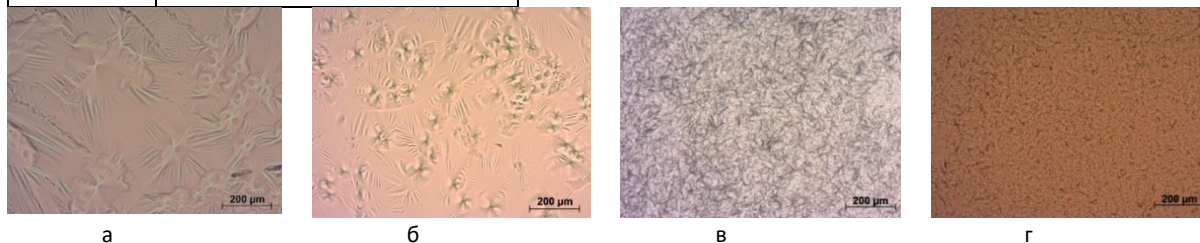


Рис.2 Микрофотографии кристаллической структуры НП: а – исходный НП; б – + УЗО; в – УЗО + БС; г – УЗО + СБС

Добавка к обработанному раствору БС и СБС приводит к существенным изменениям в структуре кристаллизующегося нефтяного парафина. В присутствии БС формируется осадок волокнистой неупорядоченной структуры (рис. 2в). При добавлении в раствор СБС структура осадка представляет собой систему дезориентированных структурных единиц, которые не образуют упорядоченной кристаллической сетки, а расположены хаотично (рис. 2г).

Таким образом, независимо от структуры, нефтяные смолы, добавленные в предварительно обработанный раствор НП-д, способствуют улучшению вязкостно-температурных и энергетических параметров системы и снижают количество осадка. Введение нефтяных смол в обработанный ультразвуковым полем раствор сдвигает первую стадию кристаллизации (зарождение центров) в область более высоких температур и, в то же время, стабилизирует первичные кристаллические образования, изменяя форму и размеры кристаллов парафинов.

Согласно полученным результатам спиритобензолные смолы являются более сильными депрессорами вязкостно-температурных свойств. Процесс осадкообразования в большей степени замедляется при добавке бензолных смол, что может быть обусловлено высоким содержанием в них ароматических структур, предотвращающих агрегацию кристаллических образований.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 19-33-90030.

Acknowledgments: The reported study was funded by RFBR, project number 19-33-90030.

Литература

1. Abramov V. O., Abramova A. V., Bayazitov V. M., Altunina L. K., Gerasin A. S., Pashin D. M., Mason T. J. Sonochemical approaches to enhanced oil recovery // *Ultrasonic Sonochemistry*. – 2015. – V. 25. – P. 76 – 81.
2. Абрютин Н.Н., Абушаева В.В., Арефьев О.А. Современные методы исследования нефтей: Справочно-методическое пособие / под ред. А.И. Богомолова, М.Б. Темяноко, Л.И. Хотынцевой. – Л.: Недра, 1984. – 431 с.
3. Avaru B., Venkateswaran N., Uppara P., Iyengar S. B., Katti S. S. Current knowledge and potential applications of cavitation technologies for the petroleum industry // *Ultrasonic Sonochemistry*. – 2018 – V. 42 – P. 493 – 507.
4. Morozova A. V., Volkova G. I. Effect of the petroleum resin structure on the properties of a petroleum-like system // *Petroleum Chemistry*. – Moscow, 2019 – V. 59 – № 10 – P. 1153 – 1160.
5. Петухова А.В. Влияние нефтяных смол и ультразвуковой обработки на структурно-механические свойства раствора нефтяного парафина в декане // *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.
6. Huang X., Zhou C., Suo Q., Zhang L., Wang S. Experimental study on viscosity reduction for residual oil by ultrasonic // *Ultrasonic Sonochemistry*. – 2018. – V. 41. – P. 661 – 669.

**ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ УЛЬТРАЗВУКОВОЙ МНОГОКАНАЛЬНОЙ ПЕРЕДАЧИ
ДАННЫХ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ, КОНТРОЛЯ И
УПРАВЛЕНИЯ ПОДВОДНЫМИ ТРУБОПРОВОДНЫМИ СИСТЕМАМИ**

Ю.А. Никулина, А.С. Шубин

Научный руководитель - профессор В.П. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Значительный потенциал энергетических ресурсов России сосредоточен в Охотском море на востоке страны. Всего на шельфе Сахалина открыто 16 месторождений, в разработке находятся 6 (Одопту, Чайво, Аркутун–Даги, Пильтун–Астохское, Лунское, Кириновское). [3]

Использование подводных добычных комплексов (ПДК) является одной из перспективных технологий добычи углеводородов на морских месторождениях нефти и газа. ПДК позволяют осваивать глубоководные и круглогодично разрабатывать арктические месторождения, значительно быстрее, по сравнению с морскими платформами, выводить месторождения на проектную мощность и повышать безопасность (в том числе экологическую) проектов. [1]

По средствам автономных подводных обитаемых аппаратов (АНПА) возможен непрерывный мониторинг нефтяных месторождений, что повысит надежность данных систем добычи нефти [2]. АНПА будет передавать данные о комплексном состоянии оборудования подводных нефтяных и газовых месторождений в режиме онлайн трансляции. В случае разного рода повреждений будет возможность оперативно ликвидировать отказ с минимальными потерями продукта, а также минимизировать ущерб окружающей среде.

Существует большое количество способов передачи данных. Но во всех способах передача данных происходит по принципу электрических сигналов. Совокупность всех видов передачи данных называется канал передачи данных.

Различные исследователи сосредоточились на разных проблемах, и можно сделать вывод, что единого эффективного коммуникационного дизайна с конкретным алгоритмом, который мог бы быть использован во всех типах подводных каналов, не был найден. Конструкция трансмиссии сильно зависит от условий канала, так как используются различные схемы на мелководье и в глубокой воде, и различные алгоритмы в спокойных и спокойных водах. Тип выравнивания каналов также зависит от параметров, таких как оценка канала и кодирование. Постоянно растущий спрос на полосу пропускания, эффективность, пространственное разнесение и производительность подводной акустической связи открыл двери для использования технологии многоканальной передачи данных (MIMO – Multiple Input Multiple Output).

В данной статье предложен метод ультразвуковой передачи данных под водой на основе технологии МИМП (Множество излучателей, множество приёмников или MIMO – Multiple Input-Multiple Output). Такой подход позволит реализовать многоканальную передачу данных в воде и существенно увеличить скорость передачи информации.

Приёмник получает сумму сигналов с разными фазовыми набегам. Сигналы суммируются с весовыми коэффициентами.

$$B_m = \sum_{n=1}^8 H_{nm} \cdot A_n \quad (1)$$

В качестве неоднородности решено было взять функцию Гаусса, которая описывается так:

$$f = c_1 + (c_2 - c_1) \cdot e^{-\frac{(x-0.1)^2 + (y+0.05)^2 + z^2}{r_n^2}}, \quad (2)$$

где: x, y, z – оси координат, r_n – радиус неоднородности.

Данное моделирование проводилось в среде Mathcad. Предлагается использовать матрицу из 8-ми ультразвуковых излучателей, а для приёма матрицу из 8-ми приёмников (рис. 2). Выбрано эквидистантное размещение на плоскости 8-ми элементов, так как такое расположение микрофонов оптимальное для того, чтобы сигналы меньше друг с другом сливались. Использование матриц микрофонов и излучателей дает множество каналов передачи информации на более дальние расстояния с минимизацией уровня шумов. В отличие от одноканальных акустических систем связи под водой, данное решение позволит увеличить в десятки раз пропускную способность каналов передачи данных в воде из-за использования многоканальности. Также новая система автоматически адаптирована к взаимному перемещению источника и приёмника, изменениям в среде распространения (течения, турбулентные потоки, контрасты солёности...) за счет применения определённых калибровочных сигналов. Матрица излучателей крепиться на борт АНПА, при этом матрица приемников находится на буйке. В свою очередь буй имеет связь с отделом мониторинга ПДК.

Каждый излучатель работает на одинаковых частотах, но у всех есть своя амплитуда и фаза (8 возможных вариантов). Полоса пропускания датчиков 37 – 40 кГц. Канал связи – однородная среда с рассчитанным поведением. Предлагается использовать амплитудно-фазовую модуляцию с восемью возможными комбинациями амплитуды и фазы (рис. 3). Численное моделирование передачи и приёма сигналов в воде на расстояние 5 метров при центральной частоте 200 кГц с полосой пропускания 25 кГц. Был достигнут битрейт 500 кБит/с.

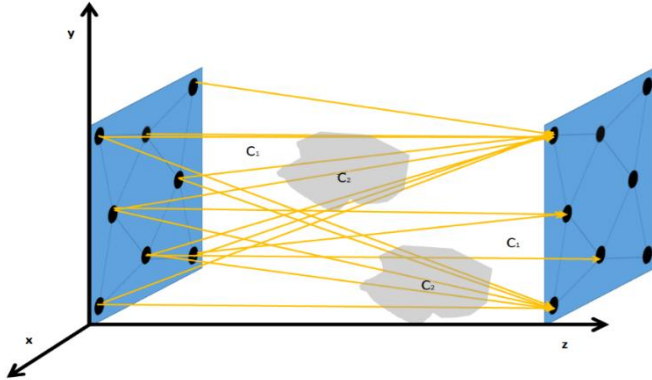


Рис. 1 Геометрия задачи

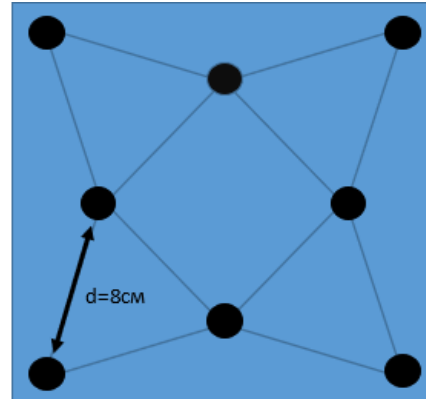


Рис. 2 Решетка микрофонов на излучения и приемная решетка микрофонов

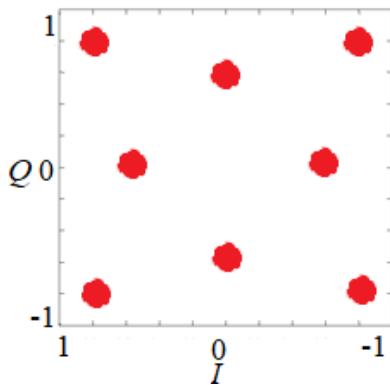


Рис. 3 Амплитудно-фазовые значения восьми различных кодов на комплексной плоскости

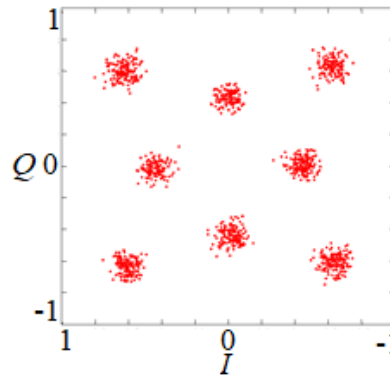


Рис. 4 Восстановленные амплитудно-фазовые значения восьми различных кодов на комплексной плоскости с учетом неоднородности среды

На рисунке 4 представлен результат численного моделирования передачи и приёма сигналов в воде на расстояние 5 метров с учётом неоднородности среды. Облаком, в нашем случае, будем называть все возможные варианты восстановления исходного сообщения. Так как границы каждого облака различимы, можем говорить о хорошей точности восстановления и о правильности данного метода. По результатам моделирования выявили, что связь под водой при учете неоднородности будет более стабильна и точна.

Без сомнения, развитие морской добычи углеводородов есть важнейший фактор развития отечественной нефтегазодобывающей отрасли, и гарантия энергетической безопасности страны. Также одной из актуальных задач является передача данных под водой. Главный параметр при добыче нефти и газа является надежность, которая напрямую зависит от мониторинга подводных добычных комплексов. При уменьшении времени на ликвидацию отказов будет уменьшен вред, нанесенный окружающей среде и снижены потери на производстве. При должном мониторинге, состояние трубопроводов и подводных добычных комплексов будут находиться в пределах допустимых норм.

Литература

1. Кроха В. А., Шибакин С. И. Эксплуатация Киринского газоконденсатного месторождения // Газовая промышленность. – 2016. – № 1. – С. 93-95.
2. Петренко, В., Новиков А., Курилец С. Подводно-технические работы при освоении морских месторождений // Offshore Russia. – Москва, 2017. – № 3. – С. 56 – 63.
3. Петренко, В., Чигай С., Никитин Б., Дзюбло А. Ресурсы углеводородов шельфа Охотского моря и результаты их освоения ОАО «Газпром» // Газовая промышленность. – 2014. – № 716. – С. 16 – 21.

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МОДУЛЬНЫХ ДОРОЖНЫХ ПОКРЫТИЙ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ
БЕЗОПАСНОГО ПЕРЕЕЗДА ТЕХНИКИ ЧЕРЕЗ ДЕЙСТВУЮЩИЕ ПРОМЫСЛОВЫЕ
ТРУБОПРОВОДЫ**

М.В. Носова

Научный руководитель - доктор биологических наук В.П. Середина

АО «ТомскНИПИнефть», г. Томск, Россия

Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

В ходе выполнения производственной программы по рекультивации нефтезагрязнённых и нарушенных земель, существует необходимость многократных переездов тяжелой техники через действующие нефтепроводы и водоводы. В настоящее время материалы, которые используются для обустройства переездов, состоят из лежневого настила лесоматериалов и отсыпного грунта [1–4].

При многократном переезде колесной техники через такие конструкции, существуют риски быстрого изнашивания данных настилов; как следствие существенно возрастает и риск непосредственного контакта трубопроводного транспорта и тяжелой техники. Данное механическое воздействие приводит к локальным аварийным разливам нефти в местах данных соприкосновений.

С целью снижения существующих рисков, необходимо улучшать качество переездов, альтернативой могут стать модульные дорожные покрытия многоцветового использования из полимерных материалов как альтернативу используемым покрытиям из лежневого настила лесоматериалов и отсыпки грунтом. В связи с многократностью применения данного материала, его долговечностью, сохранению ресурсов древесины вследствие отказа лежневых настилов, использование данных покрытий можно отнести к зеленым технологиям [4–8].

Полимерные покрытия представляют собой плиты (рис. 1), с установленными на них ключами-замками, которые позволяют оперативно обустроить временные дороги, в том числе на участках, со сложным рельефом местности.

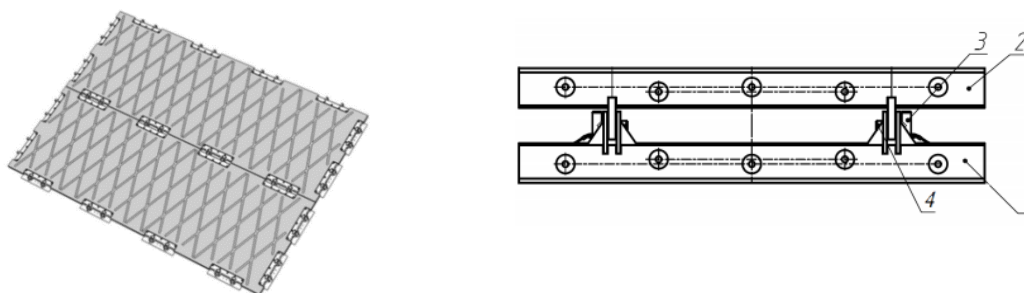


Рис. 1 Схема полимерного покрытия с замковыми устройствами, 1, 2 – усиленные накладки швеллера, 3 – ось фиксации, 4 – защищенная косынка

В качестве примера рассмотрена Система креплений модульных дорожных покрытий (МДП) Р-ТЭК. Особенностью модулей является возможность в короткие сроки конфигурировать площадки любых типоразмеров (рис. 2 – 6):

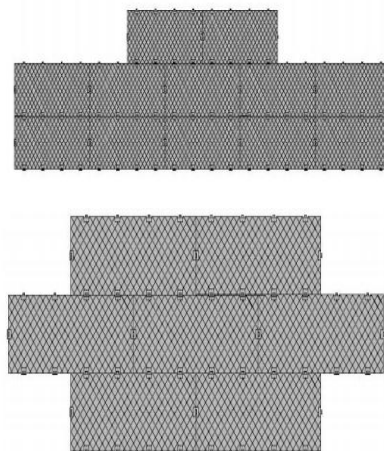


Рис. 2 Конфигурация временной модульной дороги с выступами для разездов тяжелой техники

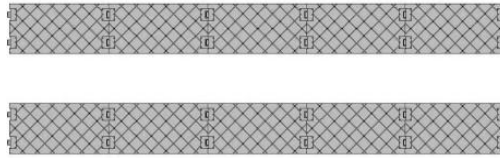


Рис. 3 Конфигурация временной модульной железной дороги для проезда безрельсового транспорта

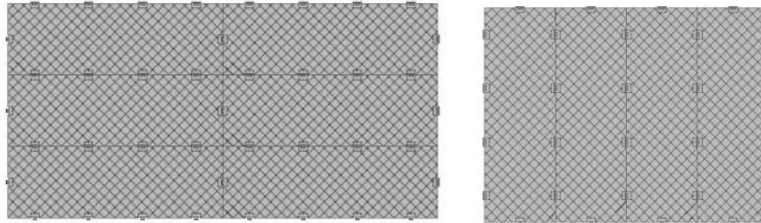


Рис. 4 Конфигурация временной модульной сплошной дороги

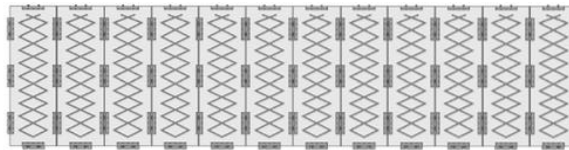


Рис. 5 Конфигурация временной модульной дороги рояльного типа

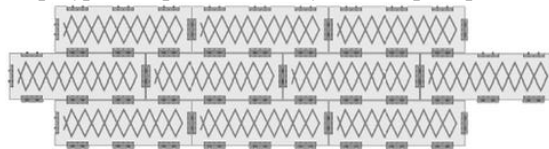


Рис. 6 Конфигурация временной модульной дороги шахматного типа

С помощью временных модульных дорожных покрытий, возможно, решить задачи доставки оборудования, обеспечения проезда для производства любых видов работ, а также предотвращения аварийных ситуаций на действующих промысловых системах.

Таким образом, быстроразборные модульные покрытия обеспечивают выполнение главных задач, возникающих при организации технического обслуживания нефтегазотранспортной системы. Покрытия соответствуют требованиям природоохранных нормативных документов, создают возможность сохранения экосистемы в местности проведения работ. Сравнительный анализ стоимости дорожно-строительных работ показал, что проведение работ с использованием модульных дорожных покрытий Р-ТЭК меньше стоимости работ с применением лежневого настила. Эксплуатационные характеристики МДП Р-ТЭК также значительно превосходят эксплуатационные характеристики типовых покрытий (ЖБИ, лежневой настил, щитовой настил). Использование данных технологий позволяет экономить трудозатраты и материалы при организации работ по сооружению временных дорог и площадок.

Литература

1. Вишняков Я.Д., Авраменко А.А., Загвоздкин В.К., Заикин И.А. Экономический анализ методов ликвидации последствий аварийных разливов нефти // Экология и промышленность. – М., 2005. – № 6. – С. 42-45.
2. ГОСТ 17.5.3.04-83. Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель. Дата введения 1984-07-01. Введен 30.03.1983 г. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2002. – 55 с.
3. ГОСТ 17.5.3.05-84. Охрана природы. Рекультивация земель. Общие требования к землеванию. Дата введения 1985-01-01. Введен 27.03.1984 г. – М.: ИПК Издательство стандартов, 1984. – 59 с.
4. ГОСТ Р 57446-2017. Наилучшие доступные технологии. Рекультивация нарушенных земель и земельных участков. Восстановление биологического разнообразия. Дата введения 2017-12-01. Введен 01.12.2017 г. – М.: Изд-во «СТАНДАРТИМФОРМ», 2017. – 28 с.
5. Загвоздкин В.К., Заикин И.А., Быков А.А., Макиев Ю.Д., Малышев Д.В., Назаров В.Б. Методика оценки эколого-экономических последствий загрязнения земель нефтью и нефтепродуктами // Проблемы анализа риска. – Москва, 2005. – Т. 2. – № 1-М. – С. 6 – 32.
6. Методические рекомендации о проведении проверки готовности аварийно-спасательных служб, аварийно-спасательных формирований к выполнению аварийно-спасательных и других неотложных работ по ликвидации (локализации) разливов нефти и нефтепродуктов (рекомендовано Межведомственной комиссией, протокол от 09.06.2010 N 2), 2010 г.
7. Методические рекомендации по разработке типового плана по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов для нефтегазовых компаний. – Росэнерго, 2006 г.
8. Полозов М.Б. Экология нефтегазодобывающего комплекса. – Ижевск: Удмуртский университет, 2012. – 174 с.

ВЛИЯНИЕ АКУСТИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СВОЙСТВА НЕФТЯНЫХ СИСТЕМ

А.В. Павленко¹, А.В. Морозова²

Научный руководитель - с. н. с., доцент Г.И. Волкова^{1,2}

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

²Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

Исчерпание запасов легкой нефти и ввод в эксплуатацию месторождений проблемных нефтей, обладающих высокой плотностью или температурой застывания, которые вследствие своих физических свойств не могут быть извлечены на поверхность традиционными способами, остро ставит вопрос о разработке новых подходов при добыче и транспортировке. Особенно проблематична транспортировка высокопарафинистой нефти, так как она застывает при слабо отрицательных или даже положительных температурах.

В настоящее время активно исследуется воздействие ультразвукового поля на свойства нефтяных дисперсных систем [1, 3, 4]. Успешно проведены теоретические и экспериментальные исследования в области ультразвуковой кавитации и акустических течений, позволившие разработать новые технологические процессы.

В данной работе рассматривается влияние ультразвуковой обработки (УЗО) на свойства высокопарафинистой нефти (ВПН) месторождения Томской области, а также её различные смеси с высокосмолистой нефтью (ВСН) (месторождение ХМНО).

Исходную ВПН и её смеси с ВСН обрабатывали ультразвуком с использованием ультразвукового дезинтегратора УЗДН, работающего на частоте 22 кГц. Интенсивность (I) ультразвукового поля составляла 18 Вт/см², время УЗО варьировали в интервале 3-10 мин. Групповой состав нефтей приведен в таблице 1.

Таблица 1

Характеристика исследуемых образцов нефтей

| Нефть | T _з , °C | Содержание, % мас. | | |
|-------|---------------------|--|-------|------------|
| | | Масла (в том числе парафиновые углеводороды) | Смолы | Асфальтены |
| ВПН | 0,4 | 98,6 (6,9) | 1,4 | отс. |
| ВСН | -18 | 59,0 (1,1) | 31,1 | 9,9 |

Температуру застывания (T_з) нефти определяли на приборе ИНПН «Кристалл» марки SX-800 (Россия).

Реологические параметры нефти определяли на ротационном вискозиметре Brookfield DV-III Ultra.

Процесс осадкообразования исследовали с использованием установки, работающей по принципу «холодного стержня» при следующих условиях: температура стержня – 5 °C, температура образца – 30 °C, время эксперимента – 1 ч, навеска образца – 40 г. Количество осадка, образовавшегося на стержне, определяли гравиметрически, и полученные значения пересчитывали на 100 г нефти.

Исследование микроструктуры осадков, выделенных из нефтяных образцов, проводили с использованием метода оптической микроскопии в проходящем свете на микроскопе AXIO LAB.A1 Carl Zeiss.

Ультразвуковое воздействие на ВПН приводит к увеличению эффективной вязкости (η), температуры застывания (T_з) и энергии активации вязкого течения (E_а) по сравнению с исходной системой (табл.2). Максимальные значения данных параметров наблюдаются в результате УЗО образца ВПН в течение 10 мин.

Таблица 2

Влияние времени воздействия на реологические параметры ВПН

| Образец | η, * мПа·с | T _з , °C | E _а , Дж/моль |
|------------------|------------|---------------------|--------------------------|
| ВПН | 82 | 0,4 | 122 |
| ВПН + 3 мин УЗО | 140 | 2,2 | 124 |
| ВПН + 5 мин УЗО | 150 | 2,3 | 176 |
| ВПН + 10 мин УЗО | 363 | 4 | 277 |

*Эффективная вязкость при скорости сдвига (2,7с⁻¹)

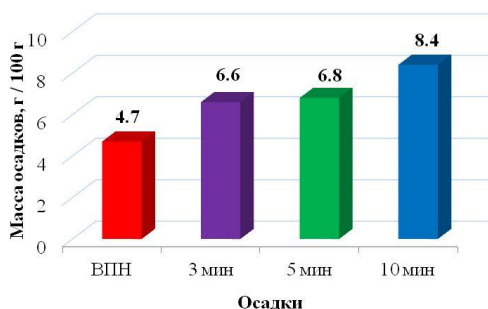


Рис.1 Влияние времени обработки на массу осадков, выделенных из ВПН

После УЗО исследуемой системы отмечены изменения седиментационной устойчивости образцов. В результате обработки ВПН в ультразвуковом поле в течение 3-5 минут масса (m) осадка, выделенного из нефти, возрастает в 1,5 раза. Увеличение времени обработки до 10 минут способствует повышению массы осадка на 44 % по сравнению с необработанным ультразвуком образцом ВПН.

Нивелирование отрицательного воздействия ультразвука может быть достигнуто после введения нефтяных смол в обработанный образец. В работе [1] показано, что комплексное воздействие УЗО и силикагелевых смол способствует снижению структурно-реологических и энергетических параметров модельной системы, имитирующей углеводородное сырье с высоким содержанием парафинов. Как видно на рис. 2, ультразвуковое воздействие приводит к увеличению динамической вязкости во всем диапазоне скоростей сдвига. УЗО, предваряющая внесение 3 % мас. ВПН,

подавляет отрицательное воздействие ультразвука, несколько снижая значения вязкости при малых скоростях сдвига. Значительное снижение динамической вязкости наблюдается в присутствии 10 % мас. ВСН, внесенной в предварительно обработанную в ультразвуковом поле ВПН (рис. 2).

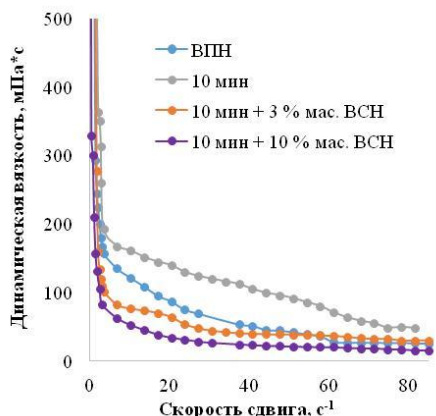


Рис.2 Влияние условий обработки на динамическую вязкость нефти при 9 °С

мас. ВСН в предварительно обработанную ультразвуком ВПН, что в 1,6 раз меньше, чем для исходной системы.

После УЗО существенно возрастает масса осадка (табл. 3), выделенного из ВПН и изменяется его структура (рис. 3). Добавка 3 % мас. ВСН незначительно снижает массу осадка (O_3). Более существенное ингибирование процесса осадкообразования наблюдается после внесения 10 % ВСН в предварительно обработанный в ультразвуковом поле образец ВПН.

В результате обработки ВПН в ультразвуковом поле увеличивается температура застывания (T_3) исследуемой системы (табл.3). Внесение в обработанную ВПН 3 % мас. ВСН способствует снижению T_3 на 4,6 °С, по сравнению с образцом ВПН, обработанным ультразвуком. Максимальная депрессия температуры застывания относительно исходного образца наблюдается в результате комплексной обработки ВПН (УЗО + 10 % мас. ВСН) и составляет 6,7 °С.

Энергию разрушения надмолекулярной структуры НДС (ΔW), характеризующую прочность структурной сетки, рассчитывали по площади петли, образованной кривыми течения прямого и обратного хода, снятых при температуре 10 °С согласно методике, описанной в [2]. По данным, представленным в таблице 3, видно, что в результате обработки ВПН в ультразвуковом поле ΔW увеличилась в 2,3 раза. Добавление 3 % мас. ВСН к обработанной ультразвуком ВПН приводит к снижению энергии в 1,8 раз, по сравнению с значением ΔW для системы после УЗО. Значение ΔW снижается до 75 кДж/м³ при добавлении 10 %

Таблица 3

Влияние условий обработки на температуру застывания, внутреннюю энергию разрушения структуры нефти и массу осадка

| Образец | T_3 , °С | W , Дж/м ³ | Масса осадка г/100 г нефти |
|------------------------|------------|-------------------------|----------------------------|
| ВПН | 0,4 | 122 | 4,7 |
| 10 мин | 4,0 | 277 | 8,4 |
| 10 мин + 3 % мас. ВСН | -0,6 | 152 | 4,6 |
| 10 мин + 10 % мас. ВСН | -6,3 | 75 | 4,0 |

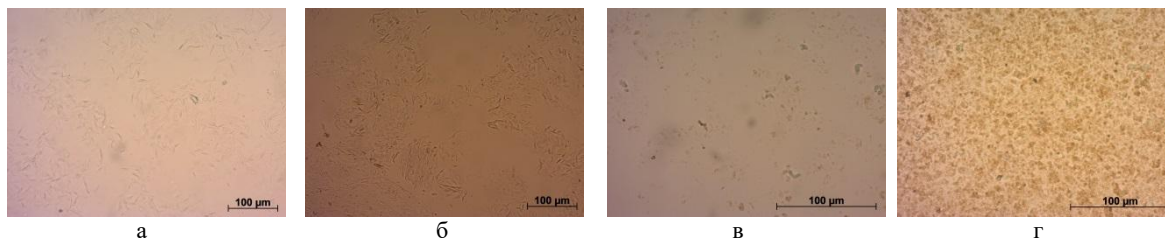


Рис.3 Микрофотографии кристаллической структуры осадков : а – ВПН; б – 10 мин; в – 10 мин + 3 % мас. ВСН; г – 10 мин + 10 % мас. ВСН

Таким образом, выявлено, что смешение высокосмолистой нефти с высокопарафинистой, которую предварительно обработали ультразвуком, способствует улучшению структурно-реологических и энергетических параметров транспортируемой нефти с высоким содержанием парафиновых углеводородов.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 19-33-90030.

Acknowledgments: The reported study was funded by RFBR, project number 19-33-90030.

Литература

- Avvaru B., Venkateswaran N., Uppara P., Iyengar S. B., Katti S. S. Current knowledge and potential applications of cavitation technologies for the petroleum industry // Ultrasonic Sonochemistry. – 2018 – V. 42 – P. 493 – 507.
- Выговской В.П., Данекер В.А., Рикконен С.В., Теплов А.И. Автоматизация и информационное обеспечение технологических процессов в нефтяной промышленности: Сб. статей под ред. Хорькова А.К. – Томск: ТГУ, 2002. – Т. 2. – 408 с.
- Mullakaev M.S., Abramov V.O., Abramova A.V. Ultrasonic piezoceramic module and technology for stimulating low-productivity wells // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2017. – V. 158 – P. 529 – 534.
- Wang Z., Zeng J., Song H., Li F. Research on ultrasonic excitation for the removal of drilling fluid plug, paraffin deposition plug, polymer plug and inorganic scale plug for near-well ultrasonic processing technology // Ultrasonic Sonochemistry. – 2017. – V. 36. – P. 162 – 167.

**АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА
КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА**

А.С. Перегудова, В.Т. Черных

Научный руководитель - доцент А.В. Рудаченко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Обеспечение надежной работы компрессорных станций (КС) крайне важно, так как от этого зависит эффективность всего транспорта газа. В последние годы в стране идет модернизация газовой промышленности, которая предусматривает внедрение нового типа оборудования с более высокими показателями производительности, что влечет за собой усложнение конструкции оборудования. Поэтому улучшение стратегии, методов и технологии выполнения работ по техническому обслуживанию для обеспечения эксплуатационной надежности оборудования КС является актуальной задачей.

Объектом исследования является КС Омская газопровода «СРТО - Сургут - Омск». Надежная работа КС прочно связана с организацией ремонта и межремонтного обслуживания оборудования. В свою очередь, надежность любого оборудования обуславливается не только первоначальным уровнем этого показателя, гарантированного заводом-изготовителем, но и тем, как осуществлена на местах его эксплуатация, плановое и внеплановое техническое обслуживание, и ремонт (ТОР) [3].

В настоящее время при планировании технического обслуживания и ремонта распространена традиционная система плано-предупредительного ремонта (ППР). Основным недостатком данной системы являются большая трудоемкость и экономические потери от проведения преждевременного ремонта оборудования. Также ППР не исключает появление внезапных отказов, которые могут привести к различным последствиям.

Исключить недостатки системы ППР позволяет переход на систему ремонта по фактическому техническому состоянию (ТС). В основе данной системы лежит своевременная диагностика и мониторинг ТС оборудования с последующим анализом измеренных диагностических параметров, показывающим необходимость проведения ремонта [2].

Одним из путей повышения продуктивности, экономичности эксплуатации объектов КС, является использование информационных систем управления (ИСУ) ТОР. ИСУ обеспечивает повышение эффективности управления техническим состоянием оборудования в оперативном режиме, охватывая все основные процессы эксплуатации и ТОР.

В статье был рассмотрен программный комплекс «TRIM-Planned Maintenance System», предназначенный для организации управления процессами ТОР и создания информационной системы управления ТОР на предприятии. Данный программный комплекс, полностью реализующий систему обслуживания оборудования как регламентным методом (проведение периодических работ), то есть по достижению оборудованием определенной наработки, так и по текущему состоянию - проведение неперiodических работ (рис. 1) [1]. Важно отметить, что процессы ТОР по текущему состоянию требуют постоянного развития.

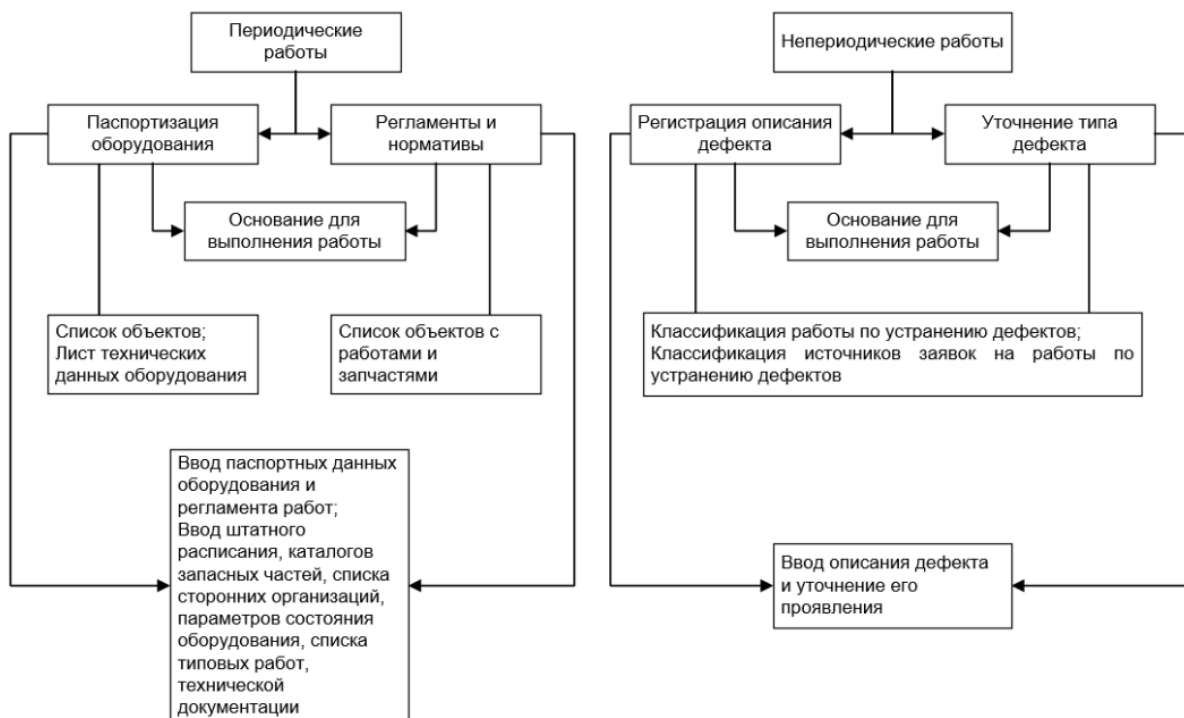


Рис. 1. Модель системы управления ТОР в программном комплексе TRIM-PMS

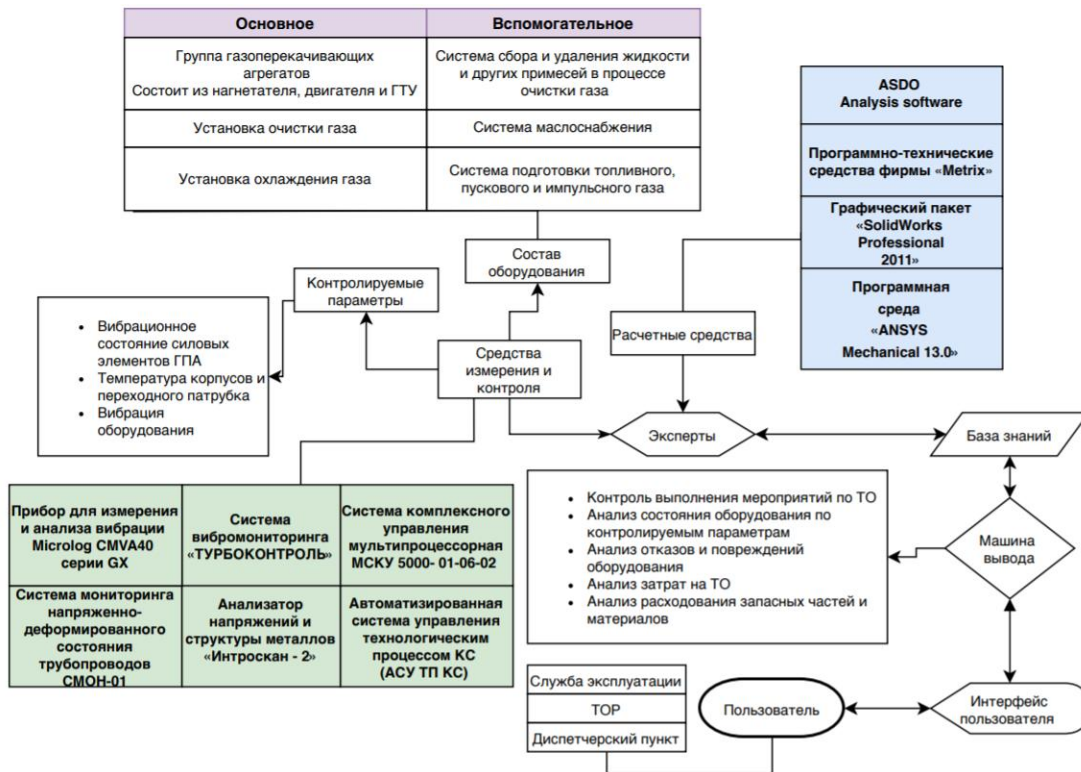


Рис. 2. Схема обеспечения ТОР по текущему состоянию на КС Омская

Процесс ТОР по текущему состоянию на КС Омская может быть реализован в ИСУ TRIM-PMS по схеме, изображенной на рис. 2. Данная система на основе анализа контролируемых параметров основного и вспомогательного оборудования обеспечит реализацию функций мониторинга состояния оборудования и определение исковаемых объектов, требующих первоочередного обслуживания и ремонта.

Благодаря внедрению на предприятии ИСУ ТОР, основанной на TRIM-PMS, появится единый доступ к документации, запчастям, запланированным работам, истории выполненных операций, дефектам, статистике отказов, затратам на ремонт и обслуживание по всему имеющемуся оборудованию с рабочего стола пользователя, что приведет к повышению точности планирования работ по наработке.

Одним из главных преимуществ системы TRIM-PMS является фактический учет запасных частей от момента их прихода на склад ТОР до их использования, тогда как в складских программах в большинстве случаев используют бухгалтерский учет, который учитывает движение запасных частей по факту обработки учетных документов, хотя фактически выданные на складе запасные материалы, переносятся и хранятся в кладовых ремонтной службы до их применения [1]. Таким образом, при работе в системе TRIM-PMS работники могут проследить перемещение запасных частей от оформления заявки и их получения до фактического расхода.

Следовательно, переход от системы ИПР к системе обслуживания по ТС оборудования компрессорных станций, позволит в дальнейшем существенно сократить затраты средств на эксплуатацию за счет снижения числа ремонтов, увеличения периодов между ремонтными работами и постоянного контроля за состоянием оборудования в эксплуатации путем применения эффективной системы диагностирования.

На КС Омская рекомендуется к внедрению информационная система управления ТОР на основе TRIM-PMS, предусматривающая учет фактических характеристик ГПА. Данный программный комплекс обеспечит реализацию функций мониторинга состояния оборудования и определение объектов, требующих первоочередного обслуживания и ремонта, что в конечном итоге послужат основой для оптимизации технической оснащенности КС Омская.

Литература

1. НПП «СпецТек» Типовая платформа для автоматизации управления ТОиР [Электронный ресурс]. – <http://trim.ru/informacionnye-sistemy/tipovaya-platforma-dlya-toir>, свободный – (27.02.2020).
2. Рудаченко А.В. Экспертная система по техническому обслуживанию и ремонту технологического оборудования газопроводов // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – Москва, 2012. – №3. – С. 383 – 390.
3. Семенов А.С. Комплексный анализ работоспособности газоперекачивающих агрегатов на основе прогноза остаточного ресурса: Автореферат. Дис. ... канд. тех. наук: 05.02.13: защищена 28.12.04 / Семенов Александр Сергеевич. – Тюмень: Изд-во «Нефтегазовый университет», 2004. – 24 с.

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ВНУТРИПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ

В.В. Севостьянов

Научный руководитель - профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На территории Российской Федерации 290 предприятий осуществляет деятельность по добыче углеводородов. Половина из них входит в состав вертикально-интегрированных нефтяных компаний (ВИНК), крупнейшие из которых «Лукойл», «Роснефть», «Газпром нефть» [1]. Транспортировка углеводородов по внутрипромысловым и межпромысловым трубопроводам, вплоть до сдачи в систему магистральных нефтепроводов, составляет одну из важнейших частей операционной деятельности нефтедобывающих предприятий.

Суммарная протяженность внутрипромысловых трубопроводов (ВПТ) на территории России составляет более 250 тыс. км. Согласно данным ОМНО «СОВЕТ ГРИНПИС», в 2018 году произошло 8126 разливов, связанных с порывами ВПТ, 90 % из которых вызваны коррозией [2, 6].

На территории Западной Сибири основным разрушающим фактором является углекислотная коррозия. Углекислый газ (CO_2), являющийся коррозионным агентом, содержится в минерализованной водной фазе в растворенном состоянии. Также существенное влияние оказывает удаленность и автономность месторождений от населенных пунктов, что обуславливает сложности ремонта и замены трубопроводов.

Определить причину, вызвавшую разрушение ВПТ, достаточно трудно, так как существует множество воздействующих факторов. В последнее время, в процессе эксплуатации объектов, предприятия стараются собирать максимально возможный объем эксплуатационных характеристик, однако этого объема не хватает для качественного прогнозирования долговечности и надежности системы. Нехватка информации возникает в связи с недостаточным уровнем автоматизации процессов, отсутствием возможности контролировать и анализировать основные параметры в режиме реального времени или близком к нему.

Автоматизация и применение высокотехнологичных продуктов является очень дорогостоящим и трудоемким процессом. Большинство хорошо зарекомендовавшего себя оборудования, способного эффективно эксплуатироваться в северных регионах России, зарубежного производства. В рамках действующих программ импортозамещения это накладывает серьезные ограничения, вынуждающие отказываться от самых передовых технологий на рынке. Отечественные производители стараются нагнать зарубежные аналоги, но как оборудование, так и софт, зачастую, требуют существенных доработок, продолжительной настройки и пуско-наладочных работ.

Принимая во внимание вышесказанное, сейчас основными направлениями повышения надежности являются совершенствования применяемых технологий строительства и эксплуатации ВПТ, а также поиск и испытания новых технологий.

Самым традиционным способом борьбы является ингибирование в сочетании с внутритрубной очисткой и регулярным мониторингом остаточного содержания ингибитора (ОСИ) и скорости коррозии (СК). Как показывает практика, метод достаточно эффективен, но для его реализации необходим ежегодный закуп ингибитора коррозии (ИК), образцов-свидетелей коррозии (ОСК), очистных устройств, содержание большого количества персонала. Все вместе это составляет весомый объем выполняемых работ, а затраты на их реализацию ложатся на операционные расходы предприятия.

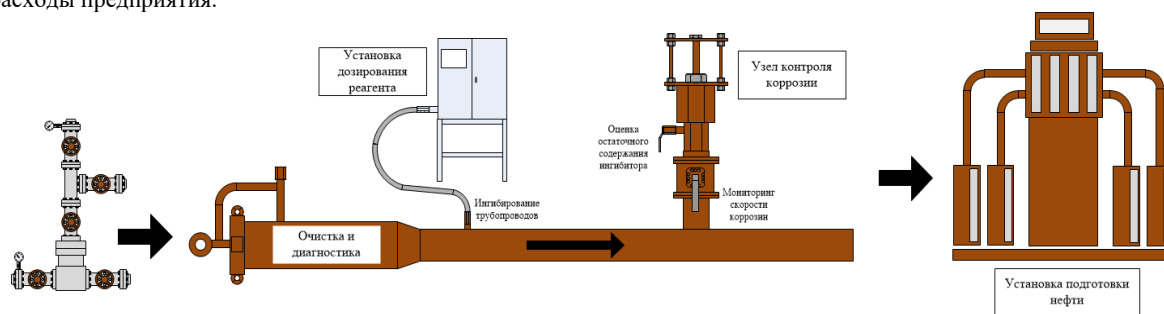


Рис 1 Традиционная схема защиты от коррозии ВПТ

Более современным методом защиты от коррозионного разрушения является применение полиэтиленовых труб и труб с внутренним покрытием. Полимерно-армированные трубы (ПАТ) практически не подвержены коррозионному воздействию как со стороны транспортируемой среды, так и со стороны коррозионной активности грунтов. Однако к их проектированию необходимы высокие требования, так как условия их эксплуатации могут очень сильно влиять на их устойчивость и термический коэффициент расширения [5], что является одним из важнейших факторов при прокладке в сложных горно-геологических условиях. Также серьезным недостатком является невозможность их диагностики, а, следовательно, и отсутствие методов прогнозирования остаточного ресурса.

Многие предприятия нефтедобывающей отрасли сейчас активно строят трубопроводы с внутренним покрытием. Согласно заявлениям заводов изготовителей, такое исполнение повышает срок эксплуатации в 2-3 раза, при этом улучшая гидравлические характеристики и сохраняя чистоту транспортируемого продукта. А увеличение срока службы всего на 1 % полностью окупает затраты на нанесение внутреннего покрытия [3]. Применение данной технологии могло бы существенно сократить финансовые и трудовые затраты предприятия на обеспечение

надежности трубопроводных систем, если бы не один существенный недостаток, — защита от воздействия коррозионной средой сварного стыка. Данную проблему решают по частям и различными методами.

Самым распространенным способом является установка защитной втулки. Она устанавливается внутри трубы в зоне сварного шва и, благодаря выступающим упорам, вваривается в сварной шов (рис.2).

Более чем десятилетний опыт применения защитных втулок позволяет оценить их достоинства и недостатки [4]. Достоинства: простота, надежность защиты внутренней поверхности сварного шва, технологичность установки. К недостаткам можно отнести сужение проходного сечения, что особенно заметно на трубопроводах малого диаметра; возможную потерю герметичности; отсутствие возможности проведения внутритрубной диагностики; большое воздействие человеческого фактора. В процессе эксплуатации мастичный валик может быть разрушен, и коррозионно-активная среда попадает на незащищенную поверхность стыка, где возникает стремительное коррозионное разрушение.

Ведутся постоянные оптимизации и улучшения технологий установки как самих втулок, так и применяемых для их монтажа материалов. Однако, на данный момент, не реализован такой метод защиты, который обеспечивал бы гарантированную защиту сварного стыка с внутренней поверхности трубопровода.

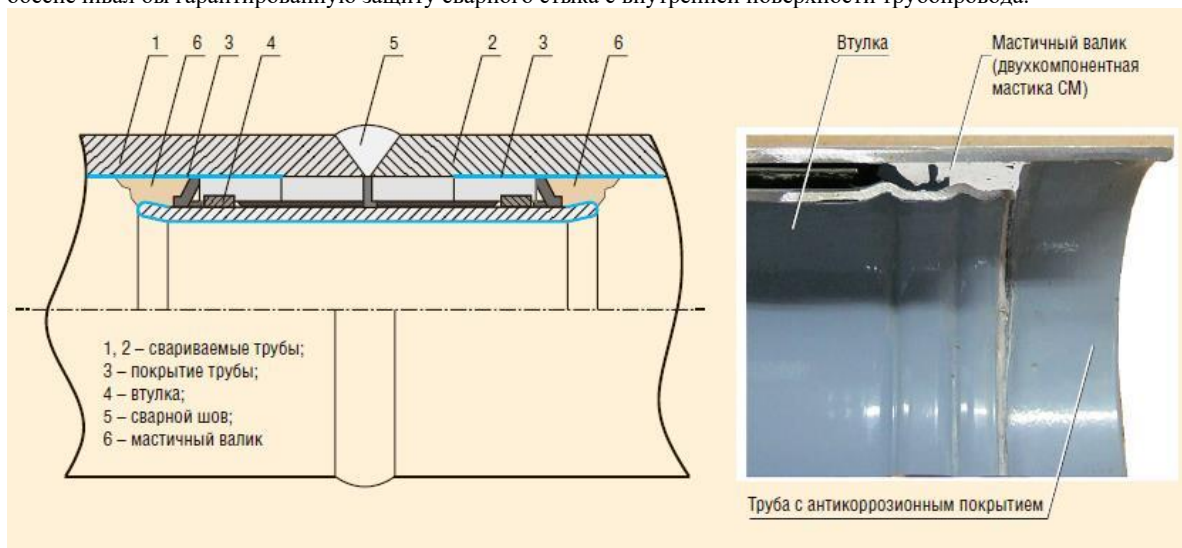


Рис. 2 Установленная втулка в разрезе

Еще одним решением является металлизация концов трубопровода. Суть метода заключается в применении трубопроводов с внутренним покрытием и нанесении на края специального состава, при сварке которого происходит его плавление и закрытие сварного шва с внутренней стороны. Однако варить необходимо при определенной температуре и нужно выдерживать ее в заданных режимах, а также нельзя с уверенностью гарантировать, что при сварке внутренняя поверхность была защищена.

В рамках данной статьи были рассмотрены основные методы защиты ВПТ Западно-Сибирского региона от коррозионного разрушения и определены их основные недостатки. Наиболее оптимальным и целесообразным методом является применение трубопроводов с внутренним покрытием, однако, технология требует совершенствования и упрощения. Применение более коррозионностойких материалов, - самый очевидный способ сократить издержки, при этом повысив надежность.

Автоматизация трубопроводных систем нефтедобывающих предприятий, на текущий момент времени, скорее является направлением развития, чем реальным методом совершенствования технологии.

Таким образом, применение вышеперечисленных технологий, совместно с параллельным развитием уровня автоматизации, является кратчайшим способом повышения эффективности эксплуатации внутритрубных трубопроводных систем и вектором их дальнейшего развития.

Литература

1. Добыча нефтяного сырья Министерство энергетики РФ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru>, свободный – (02.02.2019).
2. Как решить проблему разливов нефти в России? [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://greenpeace.ru>, свободный – (02.02.2019).
3. Кононенко Р.В., Майзель И.Г. Диагностика нефтепромысловых трубопроводов с внутренним защитным покрытиемна основе эпоксидной смолы // Вестник ИрГТУ. – Иркутск, 2019. – №. 12 (71).
4. Новиков С.В. Использование изделий с антикоррозионным полимерным покрытием в системах нефтегазосбора // Территория Нефтегаз. – Москва, 2006. – № 11. – С. 18 – 20.
5. Полимерные трубы и трубопроводы /Дэвид А. Уиллоуби, Додж Р. Вудсон, Рик Суверлэнд; пер. с англ. В.В. Коврига. – Отдельное. – М.: Профессия, 2010. – 488 с.
6. Чупров, В.А. Нефте разливы в Российской Федерации: состояние проблемы и возможные пути ее решения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://greenpeace.ru>, свободный – (02.02.2019).

**ПОВЫШЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СВОЙСТВ ПРОМЫСЛОВОГО ТРУБОПРОВОДА
ПУТЕМ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПОЗИТНЫХ МАТЕРИАЛОВ**

С.О. Стрюк

Научный руководитель - ассистент В.П. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Трубопроводный транспорт в настоящее время является одним из самых эффективных способов транспортировки жидких и газообразных углеводородов. Аварии и отказы на трубопроводах в большинстве случаев обусловлены снижением срока службы из-за внутренней и внешней коррозии.

Рассмотрим статистику отказов на реальном трубопроводе. При эксплуатации нефтесборного трубопровода одного из месторождений Томской области с момента ввода его в эксплуатацию в 2011 году зафиксировано 27 отказов. 23 из 27 отказов приходятся на 2017 год (6 лет после ввода в эксплуатацию). За 2,5 месяца 2018 года зафиксировано 3 отказа (рис. 1).

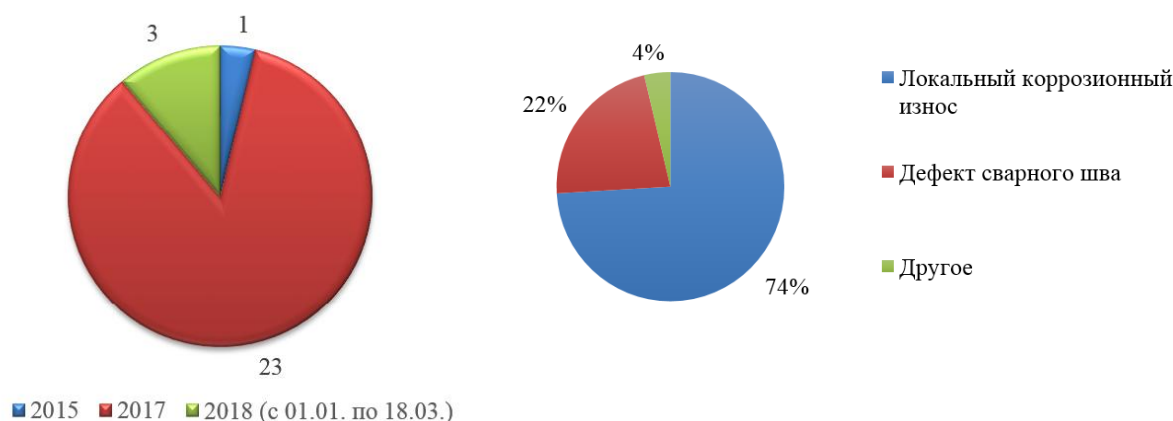


Рис. 1 Распределение отказов по годам

Рис. 2 Причины отказов нефтесборного трубопровода

Технические характеристики данного трубопровода следующие: диаметр наружный 325 мм, толщина стенки 8 мм, длина трубопровода составляет 20 км. Давление на выходе насосной станции составляет 26 атм. Трубопровод выполнен из конструкционной легированной стали 13ХФА, такие трубы отличаются повышенной стойкостью к коррозии.

Проведенный анализ установил, что 20 из 27 (74 %) отказов произошли в результате разгерметизации трубопровода по причине локального коррозионного износа (рис. 2). Во всех случаях тип коррозии – внутренняя язвенная коррозия металла. Более половины отказов приходится на нижнюю образующую трубы.

В результате лабораторных исследований установлена скорость коррозии 0,21 мм/год. Такая скорость коррозии является повышенной [1].

Решением данной проблемы может служить применение новых высокопрочных коррозионностойких конструкционных материалов при строительстве трубопроводов. Такими материалами являются композиты, имеющие в составе армирующий материал (волокна) и связующую матрицу. Одни из перспективных композитов это базальтоволокно и стекловолокно [5].

В нефтегазодобывающей промышленности трубы из базальтоволокна и стекловолокна использовать целесообразно, ввиду их высокой коррозионной стойкости в агрессивных средах по сравнению со сталью. Примерами таких агрессивных сред могут служить как сырая нефть и пластовая вода, так и различные буровые растворы.

Кроме высокой коррозионной стойкости стекловолоконные и базальтоволоконные трубы обладают: низким гидравлическим сопротивлением, очень низкой теплопроводностью, что приводит к снижению тепловых потерь. Весят приблизительно в 5 раз меньше стальных труб, что сокращает расходы на транспортировку и монтаж. По сравнению же с термопластичными полимерами, стекло-базальтоволоконные трубы обладают высокой удельной прочностью.

Базальтоволоконные и стекловолоконные трубы производят способом намотки или центробежным литьем. Способ центробежного литья используется для изготовления труб больших диаметров, данный способ энергоемкий и слишком дорогой.

Более подходящим способом изготовления труб для нефтепровода является способ непрерывной намотки волокон, пропитанных связующим. Существует несколько видов намотки волокон. Для изготовления труб, рассчитанных на высокое давление, используется спирально-кольцевая намотка.

В настоящее время открытым остается вопрос, способна ли выдержать стекловолоконная и базальтоволоконная труба нагрузки, которым подвергается нефтепровод при эксплуатации. Чтобы выяснить это, необходимо знать, как данные материалы реагируют на нагрузку. Зная величину деформации, создаваемой данной нагрузкой, можно предсказать реакцию изделия на его рабочие условия, можно смоделировать работу композитного

трубопровода в заданных условиях. Необходимые сведения о реакции материала можно получить с помощью комплекса для испытаний образцов на растяжение, сжатие, изгиб и излом [4].

Для проведения данных исследований, по договору с Томским политехническим университетом, были закуплены образцы композитных труб у одной из российских компаний (рис. 3). Комплекс для испытаний образцов на растяжение, сжатие, изгиб и излом имеется в одной из лабораторий университета.

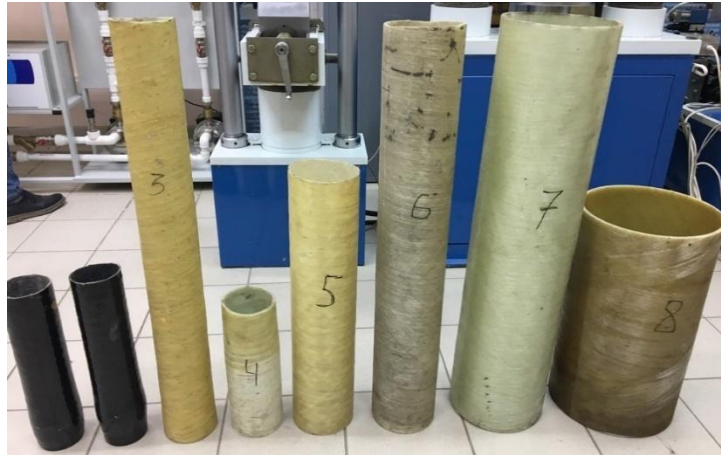


Рис. 3 Закупленные образцы композитных труб

Зависимость напряжений и деформаций при растяжении являются наиболее широко публикуемыми механическими свойствами для сравнения материалов или конструирования конкретных изделий.

Полимерные материалы испытывают на растяжение по ГОСТ 11262-2017. Образцы для проведения испытаний изготавливаются механической обработкой, имеют установленную форму (рис. 4) и параметры [2].

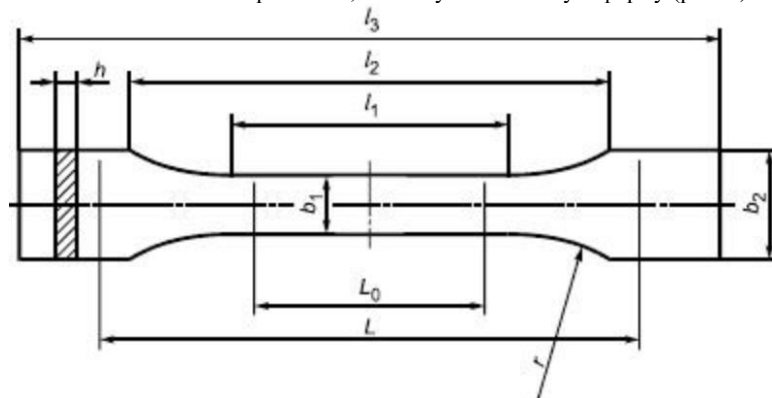


Рис. 4 Образец для проведения испытаний

После изготовления образцы кондиционируют не менее 16 часов при температуре 25 °С и влажности 50 % по [4].

При проведении испытания измеряют нагрузку и удлинение образца непрерывно или в момент достижения предела текучести, максимальной нагрузки, в момент разрушения образца. При записи испытания на установке получают график зависимости удлинения от растягивающей нагрузки, который называется кривой «нагрузка-удлинение». Значения прочности материала в МПа вычисляют по формулам из [2]. За результат испытания принимают среднее арифметическое не менее пяти определений, вычисляемое до третьей значащей цифры. По результатам испытаний заполняется протокол [2].

Литература

1. ГОСТ 9.502-82 Единая система защиты от коррозии и старения. Ингибиторы коррозии металлов для водных систем. Методы коррозионных испытаний.
2. ГОСТ 11262-2017 (ISO 527-2:2012) Пластмассы. Метод испытания на растяжение.
3. ГОСТ 12423-2013 (ISO 291:2008) Пластмассы. Условия кондиционирования и испытания образцов (проб).
4. Методы испытаний полимерных материалов // ООО «КОМЕФ». URL: <http://www.komef.ru/metodispolimer.pdf> (дата обращения: 12.02.2020).
5. Стрюк С.О. Повышение надежности промышленного трубопровода путем использования труб из композитных материалов // Труды XXIII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных. — Томск: Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2019. — С. 561-562.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДЕФЕКТΟΣКОПА INTROSCAN A 2072

Е.С. Терентьев

Научный руководитель - профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Трубопроводный транспорт на данный период времени является наиболее экономичным способом транспортировки нефти и газа. Его бесперебойное и безопасное функционирование имеет первостепенное значение. Прогрессивные устройства, автоматизация и новые методы мониторинга позволяют предотвратить возникновение аварийных ситуаций, а также обеспечить безопасность транспорта добываемого сырья.

Появление современных автоматизированных роботов в разных сферах промышленности привело к разработке роботов в области дефектоскопии, которые позволяют уменьшить время диагностирования различных типов трубопроводов, а также сократить затраты на контроль их состояния. Одним из таких роботов является СД (сканер-дефектоскоп) А2072 Introscaп, предназначенный для обнаружения и измерения параметров дефектов основного металла труб и сварных дефектов при проведении внутритрубной диагностики трубопроводов [1].

В ходе работы были проанализированы и другие роботизированные дефектоскопы – близкие «конкуренты» Introscaп. Данные их сравнения представлены в таблице.

Таблица

Сравнение роботизированных дефектоскопов

| Наименование | Сканер–дефектоскоп А2072 «IntroScan» | комплекс дефектоскопии технологических трубопроводов | ТДК-400-М-Л |
|--|---|---|--|
| Условный диаметр обследуемых трубопроводов, мм | Ду 500-1400 | Ду 700-1000 | Ду 500-1400 |
| Масса, кг | 12 | 85 | 100 |
| Дальность контроля от места загрузки, м | до 1500 | до 1000 | до 550 |
| Скорость движения средств ВТД, м/мин | 5 | 10 | 12 |
| Линия связи | беспроводная связь (Wi-Fi-канал) до 8 ч автономной работы | беспроводная связь (Wi-Fi-канал) до 3,5 ч автономной работы | кабель соединительный |
| Загрузка-выгрузка | люк-лаз Ду 400 мм, обратный клапан, технологический рез | люк-лаз Ду 700 мм, обратный клапан, технологический рез | обратный клапан Ду 700 мм, технологический рез |
| Вид контроля | ВТО, ВИК, УЗК | ВИК, УЗК ЭМА контроля | ВТО, ВИК, УЗК, УЗТ |
| Чувствительность акустического контроля | 15 % толщины стенки; 30 % толщины сварного соединения. | глубиной от 5 % толщины стенки трубы | более 30-40 % толщины стенки трубы |

В результате проведения опытно-промышленной эксплуатации Интроскан А2072 на объектах КС (компрессорных станций) ООО «Газпром трансгаз Сургут», можно с уверенностью сказать, что комплекс для проведения работ по ВТД (внутритрубной диагностике) удовлетворяет требованиям системы управления техническим состоянием и целостностью площадных объектов компрессорных станций, а именно:

- проведение работ по внутритрубной диагностике с наименьшими затратами на подготовительные работы (отсутствие работ по шурфованию, вырезке катушек, очистки внутренней полости трубопровода от загрязнений, восстановительных работ и пр.);
- обследование всей номенклатуры деталей (трубы, отводы, тройники, переходы Ду 300-1400 мм) на всех участках технологических трубопроводов КС;
- реализация ВТД с высокой производительностью - при использовании в составе комплекса ВТД 4-6 СД осуществляется контроль всех трубопроводов КС в течение 2-3 недель (проведение работ планируется в период «планового останова» КС, для обеспечения отсутствия не планового «простоя» перекачки газа);
- при проведении ВТД локализуются и идентифицируются объемные (коррозия, механические повреждения) и плоскостные (трещиноподобные) дефекты, находящиеся, в том числе, в околошовных зонах и на сварных швах;
- высокая степень роботизации процессов ВТД (автоматическое прохождение сложных по конфигурации трубопроводов, автоматический контроль качества процесса обследования и автоматическая расшифровка результатов) позволяет исключить «человеческий» фактор при проведении контроля, и обеспечивает высокую степень повторяемости результатов при повторном обследовании объекта;
- высокая степень информативности, детализации и визуализации отчетных материалов, представляемых в виде 3D модели обследуемых трубопроводов, позволяет в кратчайшие сроки принять обоснованные решения о дальнейшей эксплуатации обследуемого объекта КС, и сократить затраты на проведение регламентных работ по ремонту основных фондов КС [2].

Далее был произведен расчет НДС (напряженно-деформированного состояния) наиболее уязвимых мест трубопроводов КС – отводов. Информация, полученная в результате оценки НДС линейной части магистральных нефтепроводов, позволяет определить участки с предаварийной ситуацией (в том числе до появления дефектов) и

наиболее «слабые места» и предпринять все необходимые меры для их устранения, повышая тем самым надежность трубопроводной системы.

Расчет НДС трубопроводных конструкций магистрального газопровода методами строительной механики не позволяет произвести точный анализ и оценку НДС этих объектов. Сейчас огромными темпами развиваются численные методы с их принципиально новыми возможностями и широким классом постановки решаемых задач. В работе был применен метод компьютерного моделирования для исследования процесса нагрузок на трубопровод в программном комплексе ANSYS 18.2.

Этап построения реализовался элементом Geometry. Геометрическая модель создана при помощи инструментов рисования эскиза и операций линейного выдавливания (Extrude).

Одним из важнейших моментов в исследовании процесса нагрузок является задание свойства материала. Модуль управления материалами представлен элементом Engineering Data, в котором задаются основные характеристики. Производим автоматическое создание конечно-элементной сетки, зада только в параметр размера элементов Size на уровне Coarse.

К внутренней поверхности трубы с помощью команды pressure приложим давление, которое создается в трубопроводе. Также приложим воздействия ветровых и снеговых нагрузок.

Для того, чтобы получить изображение напряжений, воспользуемся командой Stress. Согласно полученным расчетам, наиболее опасные напряжения находятся в области тройника (рис. 1), но такие значения являются допустимыми для данного материала и условий.

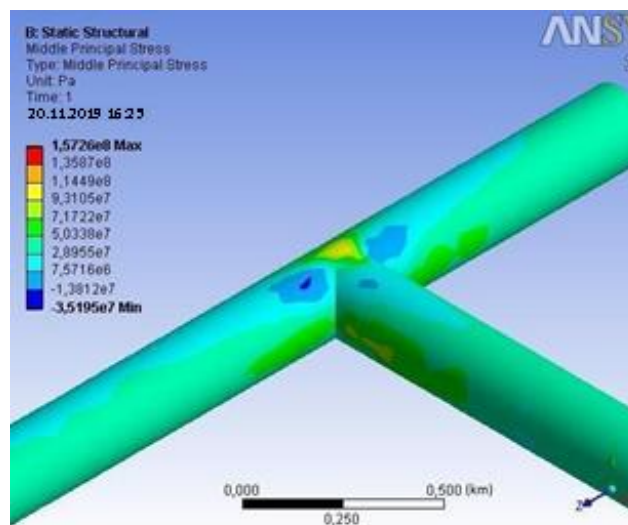


Рис. 1 Участок трубопровода с наибольшими значениями напряжений

В результате проведенного анализа делаем вывод о том, что области с наибольшими значениями напряжений и деформаций являются допустимыми. Полученные в ходе исследования результаты позволяют определить участки с потенциально опасными местами и предпринять все необходимые меры для их устранения, повышая надежность трубопроводной системы [3].

Прибор IntrosScan A 2072 показал значительную эффективность в процессе диагностики дефектов в трубопроводе компрессорной станции. Устройство позволило своевременно, быстро и качественно отследить дефектные участки в трубопроводной коммуникационной системе и устранить их.

По результатам опытно-промышленной эксплуатации установлено, что выявляемость дефектов глубиной свыше 15% от толщины стенки обследованной детали с применением Скандера составила 91 %, в т.ч. стресс-коррозионных дефектов, что соответствует нормативным требованиям ПАО «Газпром» [4].

Резюмируя проведенный анализ, можно с уверенностью сказать, что IntrosScan A 2072 позволяет с максимальной точностью отследить наличие дефектов в системах трубопроводных коммуникаций, своевременно выявить их и устранить.

Литература

1. Поеджаева Е. В. Разработка робота для контроля трубопроводов / Е. В. Поеджаева, А. Г. Федотов, П. В. Заглядов // Молодой ученый. – 2015. – № 16. – С. 218–222.
2. Потапов, И. А. Акустические методы и средства неразрушающего контроля и дистанционной диагностики трубопроводов: автореф. дис. канд. техн. наук 05.02.11/ Потапов Иван Анатольевич. – Санкт-Петербург, 2007. – С. 26–30.
3. Шмаков В. А., Смирнов Ю. Н., Гизатуллин Р. Р. Планирование ремонта магистральных трубопроводов по результатам внутритрубной диагностики // Роль науки в развитии топливно-энергетического комплекса. Матер. научн.-практ. конф. 24 октября 2007 г. – Уфа, 2007. – С. 90–92.
4. Свидетельство об утверждении типа средств измерений № 74317 Измерители толщины акустические «A2072 IntroScan» Акционерное общество «ИнтроСкан Технолоджи». Оpubл. 02.07.2019; Срок свидетельства: 02.07.2024.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТАЛЫХ ВОД НА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОЕ СОСТОЯНИЕ ТРУБОПРОВОДА

Л.А. Тимофеева

Научный руководитель профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Тема надежности трубопроводного транспорта как никогда актуальна. Один из важных факторов, который остро стоит на сегодняшний день, это деформация положения трубопровода под воздействием талых вод. В настоящее время магистральные трубопроводы имеют долгий срок эксплуатации, несмотря на то, что талые воды способны вспучивать или проседать грунт, повреждая изначальное положение трубопровода, что приводит к опасной транспортировке продукта.

Надежность эксплуатации линейной части трубопроводной системы и, следовательно, вероятные отрицательные материальные и экологические последствия снижения этой надежности значительно зависят от взаимодействия трубопровода с грунтом. [6, 7]

Цель данной работы: Исследовать влияние талых вод на напряженно-деформированное состояние трубопровода.

Задачи.

Анализ существующих факторов влияния талых вод на положение трубопровода.

Исследование НДС трубопровода (Ansys 19.0).

Объект исследования. Магистральный трубопровод: диаметр: 1020x12, давление: 4,8 МПа; длина: 15 м.

При рассмотрении причин аварий и отказов, которые случились во время эксплуатации нефтегазопровода, чаще всего не учитывается важный фактор – грунт. Это может быть связано со следующими факторами [2]: влияние грунтового фактора не является очевидным, в отличие от коррозии или механического повреждения; не уделялось особого внимания степени влияния грунтового фактора.

Хотя стоит обратить внимание на данный фактор, потому что большое влияние на отклонение пространственное положение трубопровода по отношению к проектному всё-таки имеет грунт. [1, 3]

Грунты условно можно разделить на две категории по пучинистости: пучинистые и непучинистые. Пучинистые грунты – это дисперсный грунт, который увеличивается в объеме, переходя из талого состояния в мерзлое, создавая деформацию морозного пучения. Непучинистые грунты, соответственно, не изменяются в объеме при любом состоянии. [2, 4]

Грунт и трубопровод находятся в постоянном взаимодействии друг с другом. Грунт действует на трубопровод силовыми, тепловыми способами и так далее, тем временем на грунт со стороны трубопровода действуют постоянные и переменные нагрузки, которые напрямую связаны с давлением и температурой продукта. [2]

Природные условия сильно влияют на грунт, так как состав грунта, разнородность его, распределение в нем влаги, плотность различны, что в момент промерзания происходит неравномерное распределение пучения, соответственно, это приводит к небезопасной эксплуатации трубопровода. [3, 4]

После проведения измерений и подведения итогов выявлено, что в весенне-осенний период чаще всего происходят отказы. Проявление неравномерного напряженно-деформированного состояния тесно связано с изменением температуры, то есть со сменой времени года.

Смещение из-за повреждения может вызвать серьезные деформации и разрывы стенки трубопровода, которые могут привести к повреждению трубопровода и вызвать необратимые экологические катастрофы. [7]

Стенки трубопровода подвергаются воздействию, вызванные внутренним давлением и продольные или осевые напряжения, обусловленные всеми внешними нагрузками. [6]

В программном обеспечении Ansys 19.0 было проведено следующее исследование напряженно-деформированного состояния:

Построен трубопровод с заданными параметрами. Далее накладывается конечно-элементная сетка.

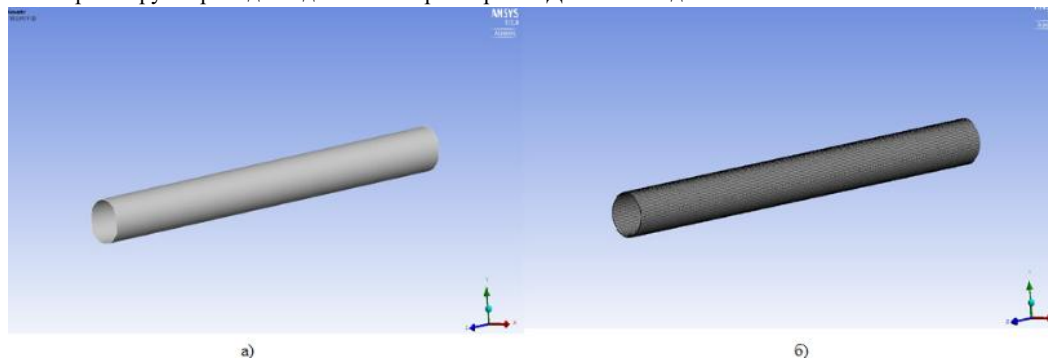


Рис. 1 а) модель трубопровода; б) наложена конечно-элементная сетка

Задаем граничные условия для данной модели:

Закрепление производим трубы по торцам, накладываем внутреннее давление 4,8 МПа и накладываем нагрузку веса грунта. Получили следующие результаты:

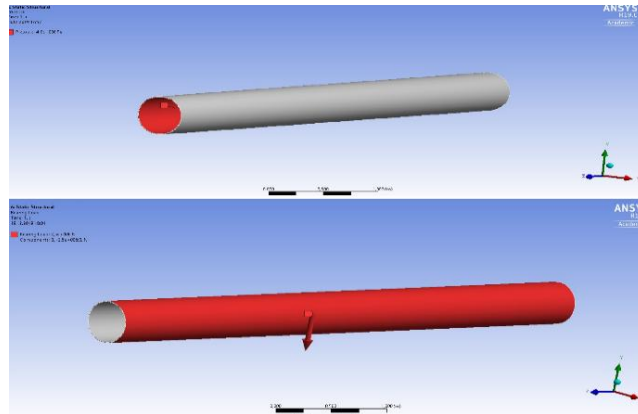


Рис.2 Наложение давления и нагрузки веса грунта

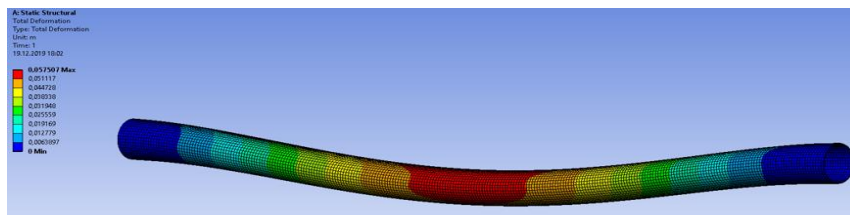


Рис. 3 Общая деформация модели

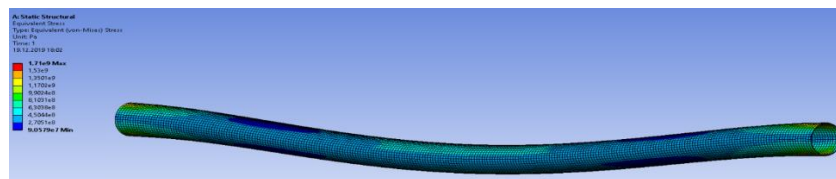


Рис. 4 Эквивалентные напряжения по Мизесу

Из результата анализа следует, что деформация есть в центре трубопровода. Данный результат получился не допустимым. Большая часть, как видим, расположена в центре, а ближе к торцам трубы деформация всё меньше. Наибольшие напряжения оказались в локализации закрепления.

На прогиб трубы повлияла сила действия со стороны обвалившегося грунта.

Можно сделать следующие выводы. Были проанализированы факторы влияния талых вод на положение трубопровода. Промерзание талых вод и их оттаивание в сезонные процессы, а отсюда следствие: просадка и вспучивание трубопровода. Был произведен расчёт НДС. Для этого применили модель трубы и задали ей соответствующие параметры. Как видно из результатов, образовалась просадка в центре трубопровода с максимальным значением 0,05 мм и максимальным напряжением 17МПа. Пластической деформации нет. Соответственно, если убрать данную нагрузку на трубопровод, то упругих деформаций тоже не будет.

Литература

1. Иванов И.А., Кушнир С.Я. Магистральные трубопроводы в районах глубокого сезонного промерзания лучинистых грунтов. – М.: Недра, 2010. – 174 с.
2. Марков Е.В., Пульников С.А. Теоретическое исследование методов инженерной защиты подземных трубопроводов от морозного пучения на участках прерывистого распространения многолетнемерзлых грунтов // Газовая промышленность. – 2018. – № 5. – С. 68–75.
3. Николаева М.В., Стручкова Г.П., Капитонова Т.А., Атласов Р.А., Бердыев С.С., Иванов А.Г. Оценка ореола оттаивания грунта вокруг трубопровода, проложенного в многолетнемерзлых породах // Наука и образование. – 2016. - №. 3 (83). – С. 47–50.
4. Синяков С.А. Исследование путей повышения эксплуатационной надежности газопроводов проложенных в условиях многолетнемерзлых грунтов: дис. ... канд. геол.-мин. наук: – Томск, 2018. –105 с.
5. Юрьев М. П. Влияние динамических процессов в системе «Труба-грунт» на отклонение газопровода от проектного положения. [Электронный ресурс]: – Режим доступа: <http://www.tmlib.ru/jirbis/files/upload/abstract/01.04.14/3956.pdf>, свободный – (03.03.2019).
6. Burkov, P.V., Van Yan'nan', Burkova S Stress-strain analysis of pipelines laid in permafrost // Earth and Environmental Science. – 2016. – 43. – P. 012080.
7. Xiaochen Wei, Zhiyong Niu, Qi Li, Jianli Ma, Potential failure analysis of thawing-pipeline interaction at fault crossing in permafrost // Soil Dynamics and Earthquake Engineering. – 2018. – V. 106. – P. 31–40.

**ВОЗДЕЙСТВИЕ НА УГЛЕВОДОРОДЫ ПОСРЕДСТВОМ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ПОЛЯ
СВЕРХВЫСОКИХ ЧАСТОТ**

А.Ф. Фицнер

Научный руководитель - инженер-исследователь лаборатории геологии Н.Ю. Коношонкин
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Резервуары и резервуарные парки занимают особое место в системе трубопроводного транспорта. Несмотря на достигнутый в последние годы прогресс в резервуаростроении, резервуары для углеводородов и их продуктов остаются одними из наиболее опасных объектов. Для обеспечения надежности и безопасности на любой стадии жизненного цикла необходимо своевременно проводить осмотры корпуса, крыши и днища резервуара. С этой целью резервуары должны подвергаться периодической зачистке. Для удаления донных отложений и грязи очистка может производиться вручную скребками либо при помощи специальных установок с использованием воды для подогрева донных отложений паром.

В связи с этим возникает необходимость в новой системе подогрева, которая позволит сократить затраты на переоборудование и обогрев содержимого резервуаров. Такой системой вполне может оказаться система сверхвысокочастотного нагрева (СВЧ нагрева), осуществляющая нагрев за меньшее время, энергетически и экономически выгоднее чем альтернативные традиционные системы разогрева паром либо через теплообменники, в то же время обеспечивая экологичность процесса.

Доказана перспективность использования высокочастотного электромагнитного излучения для интенсификации добычи вязких нефтей, их транспорта и дальнейшей переработки сырья. Свидетельства этому служат результаты лабораторных и промысловых испытаний [4], в работе [1] отмечается, что битуминозные отложения можно нагревать источником электромагнитного излучения до 100 °С и выше. В работе [2] описано применение способа подогрева тяжелых нефтей, позволяющего повысить эффективность слива из железнодорожных цистерн. Данный способ заключается в нагревании объема нефти посредством СВЧ- или ИК-излучения, что обеспечит значительную экономию тепловой энергии, требуемой для нагрева тяжелых нефтей в холодное время года. Также практическое использование, преимущества и сравнение данного метода с традиционными методами нагрева пластов для снижения вязкости нефти было рассмотрено США и Канаде [5, 6].

Процесс удаления шлама нефтепродуктов в хранилищах представляется трудоёмким и небезопасным. Для снижения трудоёмкости предлагается разжижать шлам путём его нагрева электромагнитным полем сверхвысоких частот. В этом случае нагрев идёт не с поверхности путём конвекционного прогрева, а в объеме на глубину проникновения поля СВЧ. С этой целью предлагается рассмотреть возможность нагрева с помощью ряда распределенных по площади резервуара излучателей СВЧ энергии, опускаемых сверху на поверхность шлама либо установленных вручную через люк-лазы проектируемого резервуара.

Рассмотрим порядок приближенного теплового расчёта при СВЧ нагревании шлама и нефтепродуктов.

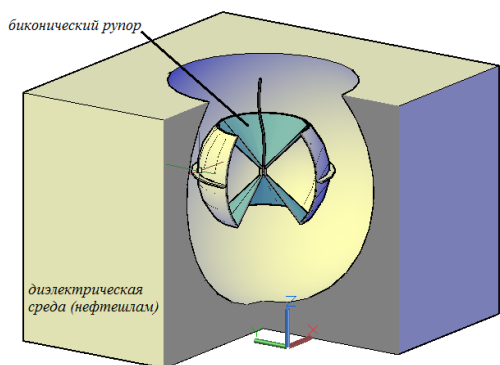


Рис. 1 Биконический рупор в диэлектрической среде

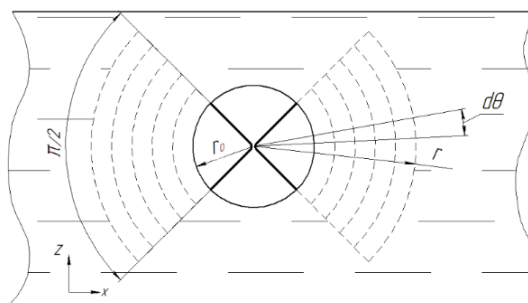


Рис. 2 Параметры излучателя в сферической системе координат

Представим модель излучателя в виде биконического рупора, изображенного на рисунке 1, помещенного в слабо проводящую сплошную диэлектрическую среду с определенными электрофизическими параметрами.

К рупорному излучателю подводится мощность $P_0 = 2$ кВт на частоте $f = 915$ МГц. Рассмотрим раскрыв излучателя, представленного на рисунке 2, который начинается с некой поверхности шарового сектора второго рода на расстоянии r , определяемого следующими параметрами в сферической системе координат: по углу места $-\frac{\pi}{2} \leq \theta \leq \frac{\pi}{2}$, по азимуту $0 < \varphi \leq 2\pi$ и радиусу r .

С большой степенью точности можно полагать, что вся подводимая мощность P_0 будет равномерно излучаться во все стороны по $\varphi = 360^\circ$. Поэтому на поверхности сферического кольца радиусом r_0 имеет место напряженность электрического поля, равная [3]:

$$E_0^2 = \frac{P_0 \cdot W_{cp}}{S_k}, \quad (1)$$

где: P_0 – подведённая мощность, Вт; W_{cp} – волновое сопротивление среды, S_k – площадь сферического кольца радиусом r , м.

Площадь сферического кольца:

$$S_k = 2\pi r h. \quad (2)$$

Волновое сопротивление среды через диэлектрическую проницаемость среды определяется по формуле:

$$W_{cp} = \frac{120\pi}{\sqrt{\varepsilon}}. \quad (3)$$

Амплитуда электромагнитного поля уменьшается по следующему закону вплоть до затухания плоской волны:

$$E = E_0 \cdot e^{-\alpha r}, \quad (4)$$

где: α – коэффициент затухания волны в среде; r – расстояние от излучателя до рассматриваемой поверхности сферического кольца.

Выделяемая удельная мощность в единице объёма бесконечно малой среды вычисляется следующим образом [3]:

$$P_0 = \omega \cdot \operatorname{tg} \delta \cdot \varepsilon \cdot \varepsilon_0 \int_V E^2 dV, \quad (5)$$

где: $\omega = 2\pi f$ – циклическая частота излучения; dV – единица объёма в сферической системе координат.

Диэлектрические потери в нефти малоизучены. Тангенс угла диэлектрических потерь характеризует потери в диэлектрике и в интервале частот 0,1–2 МГц уменьшается с увеличением частоты, достигает минимума и вновь возрастает. Ввиду разного композиционного состава нефтешлама тангенс угла диэлектрических потерь находится в интервале $\operatorname{tg} \delta = 0,05 \div 0,1$.

Подставляя выражения (1), (2), (3) и (4) в (5) и расписав элементарный объём в сферической системе координат получим:

$$P_0 = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot \operatorname{tg} \delta \cdot \varepsilon \cdot \varepsilon_0 \cdot \frac{P_0 \cdot 120 \cdot \pi}{2 \cdot \pi \cdot h \cdot \sqrt{\varepsilon}} \int_{\varphi} d\varphi \int_{\theta} d\theta \int_r \frac{1}{r} \cdot e^{-2\alpha r} \cdot r^2 dr. \quad (6)$$

Проинтегрировав выражение (6) и подставив пределы интегрирования $r=r_0 \div r$, $\varphi = 0 \div 2\pi$, $\theta = -\pi/4 \div \pi/4$ можно получить конечную формулу для определения удельной поглощаемой мощности среды до расстояния r для заданного излучателя. Зная удельную поглощаемую мощность можно определить, сколько потребуется времени, чтобы нагреть определенный объём нефтешлама на требуемую температуру, располагая излучателем определённой мощности и наоборот, определить мощность излучателя.

Для изучения СВЧ электромагнитного воздействия на нефть и нефтешламы был сконструирован экспериментальный макет, состоящий из излучателя, аналогичного излучателю на рисунке 1, источника СВЧ энергии и соединяющего их перехода. Данный излучатель помещается в металлический цилиндр, имитирующий вертикальный стальной резервуар, боковая поверхность которого выполнена из сетки для обеспечения возможности наблюдения процесса. Данный цилиндр, наполненный нефтью и шламом, помещается в стеклянный сосуд. Эксперимент проводится для определения времени нагрева объёма нефти и нефтешлама и определения КПД экспериментальной установки.

Из полученных в результате эксперимента данных можно заключить, что СВЧ нагрев может быть применен для разжижения нефтешлама. При этом обеспечивается объёмный нагрев среды, технология является энергоэффективной и позволяет проще организовать систему автоматического контроля и регулировки температуры. В сравнении с традиционным подогревом паром, снижаются энергетические затраты и время разогрева сокращается, в то время как ёмкость резервуара не загромождается трубами системы подогрев.

Литература

1. Бурже Ж.П., Сурио М., Комбарну М. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1988. – 422 с.
2. Галанов Е.К., Яковенко Е. К. и др. Применение СВЧ- и ИК-излучения для повышения эффективности слива тяжёлых нефтей // Известия Петербургского университета путей сообщения. – 2006. – Вып. №2. – С. 118–123.
3. Диденко, А.Н. СВЧ-энергетика. Теория и практика. – М.: Наука, 2003. – 445 с.
4. Саяхов Ф.Л., Багаутдинов Н.Я. Электротепловые методы воздействия на гидратопарафиновые отложения. – М.: Недра-Бизнес-центр, 2003. – 119 с.
5. Chhetri, A.B., Islam, M.R. A Critical Review of Electromagnetic Heating for Enhanced Oil Recovery // Petroleum Science and Technology. – 2008. – V. 26. – P. 1619-1631.
6. Vermeulen, F., McGee, B. In situ electromagnetic heating for hydrocarbon recovery and environmental remediation // J. Can. Pet. Technol. 2000. – V. 39. – P. 25–29.

ПОДСЕКЦИЯ

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ НЕФТИ И ГАЗА

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ И УПРАВЛЕНИЕ ПРОЦЕССАМИ ТРАНСПОРТА РЕОЛОГИЧЕСКИ СЛОЖНЫХ ВЯЗКИХ СРЕД ВО ВНУТРЕННИХ СИСТЕМАХ: ИДЕИ, РЕЗУЛЬТАТЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

С.Н. Харламов, Д.С. Фатьянов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Цель: – анализ проблем и расчет параметров сложных течений во внутренних системах с произвольной границей поверхности, опираясь на современные подходы, достижения в численном моделировании и управлении транспортом углеводородных смесей (УВС), учитывая особенности переноса импульса в низкорейнольдсовых зонах; - оценить перспективы комплексного изучения тепло-, гидро-, газодинамических и диффузионных явлений; - провести валидацию подходов, верификацию результатов путем сравнений с имеющимися данными, а также экспериментальным материалом средств контактной и бесконтактной регистрации.

Введение. В сопряженных областях с сочленениями элементов разнообразного оборудования топливно-энергетического комплекса (ТЭК), ориентированного на транспортировку природного сырья, очистку рабочей среды и узлов от выработок со специфической реологией, нелинейность механизмов конвективно-диффузионного взаимодействия процессов переноса импульса, тепла и массы усиливается. Это создает дополнительные проблемы по управлению транспортом сред. Прогнозирование таких потоков с переходами вихревой природы проводится по RANS- подходу. Применение последнего сопряжено с проблемами определения размеров и интенсивности зон отрыва/присоединения потока. Известно [1], что изотропные модели не адекватно предсказывают характеристики углеводородных гетерогенных смесей в рассматриваемых случаях течений из-за образующихся отложений на стенках каналов. Их форма подобна форме переменной по длине площади поперечного сечения с границей периодического расширения или сужения, что характерно для процессов образования “дюн” твердой фазы в гетерогенной среде при ее внутреннем течении. Учитывая это, представляется закономерным интерес инженеров-механиков к отрывным течениям в каналах с целью уяснить механизмы движений, возможности моделей к прогнозу динамики турбулентного течения между точкой отрыва и присоединения к стенкам. Заметим, что в задачах НГО эти явления нередки и требуют понимания и выработки эффективных условий очистки скважин от бурового шлама. Все это повышает требования к моделированию процессов транспорта реологически сложных сред, требует разработок универсальных подходов, методов их расчета, накопления данных о влиянии формы каналов и режимов течения на характеристики развивающихся потоков с границей сужения/расширения, а также определения условий надежности транспорта УВС и удаления технической выработки их труб и каналов.

Основопологающие принципы. Для рассматриваемых задач НГО весьма эффективны идеи сквозного расчета, обращения к низкорейнольдсовым многопараметрическим моделям описания сложных течений однофазных и многофазных смесей со значительной температурной стратификацией [1-4]. Отличительная особенность таких моделей состоит в возможности прогноза процессов транспорта и тепломассообмена во всей области движения смесей, вплоть до стенки, включая вязкий “ламинарный” подслои и буферную зону пристеночного слоя. Анализ показывает [1,2], что в исследованиях проблем транспорта УВС отдается предпочтение RANS -подходу в сравнении с DNS и LES методами. Это связано с ограничениями и трудностями реализации альтернативных методов в широком диапазоне изменений определяющих параметров течений и тепломассообмена, на которые ориентированы задачи управления транспортом УВС. Важно отметить, что перспективы рассматриваемых исследований в рамках моментного подхода связаны с замыканиями по двухпараметрическим динамическим и тепловым моделям турбулентности (типа $k-L$, $k-\tau$, $k-\omega$, $\overline{t'^2} - \mathcal{E}_{t'^2}$) с параметром разномасштабности σ процессов диссипации скалярного

и динамического пульсационных полей. Причем эти модели составляют опорные базы в Reynolds Stresses –Turbulent Fluxes (RSTF)–моделях [1,2]. При расчетах серьезным аргументом к уменьшению их стоимости могут служить ряд упрощений определяющих систем уравнений гидродинамической, тепловой и диффузионных задач, которые сводятся к выделению преобладающего направления движения. Характерной особенностью такого приближения является пренебрежение диффузией массы, импульса и тепла, и характеристик турбулентной структуры в сравнении с конвективным переносом этих субстанций. Таким образом, имеется возможность построения быстрых маршевых алгоритмов решения задач НГО. Некоторые из них (обобщенный метод Л.М. Симуни), детально опробованы на классе внутренних течений вязких сред и описаны в [1,2]. Опираясь на сделанные замечания ниже проведен анализ течений УВС в элементах труб с переменной границей. При использовании данного подхода нет необходимости в согласовании полей скорости и давления, а имеющиеся в вычислительной процедуре итерационные циклы связаны лишь с устранением нелинейности типа конвективных членов и переменной теплофизических свойств. Заметим, что эти результаты весьма полезны в конструкторских разработках по созданию энергетических устройств промышленного назначения, в выдаче рекомендаций по снижению отрицательных факторов при сборе, транспортировке и хранении природного сырья, интенсификации механизмов тепломассообмена, разделения водонефтяных эмульсий, повышения ресурсов работы нефтеперерабатывающих установок, устранения последствий

экологических катастроф, связанных с авариями трубопроводов и разливом нефтепродуктов. Недостаточная апробация моделей турбулентности для напряжений и потоков определяет необходимость их предварительного широкого тестирования на классе “реперных” течений. Работа по конструированию замыкающих выражений для членов высшего порядка (диффузия, перераспределение, диссипация) в таких моделях требует предварительного проведения тщательных экспериментов по уяснению механизмов изменения “тонких” параметров процессов течения и теплообмена, определения пульсационных величин в вихревой среде. В настоящее время имеющиеся данные для рассматриваемых задач противоречивы или отсутствуют вовсе и требуют дополнительных проверок и измерений.

Детали постановки и моделирования. Отдельные оценки перспектив предлагаемого к использованию комплексного RANS-хода (базовые уравнения математической модели с уравнениями RSTF модели турбулентности можно найти в [1,2]), метода исследования течений УВС в областях переменного поперечного сечения с геометрией подобной [3] иллюстрируют данные рис. 1. Принято, что величина высоты уступа (h) характерна для движений реологически сложных гетерогенных УВС с отложениями твердой фазы. Длина исследуемого участка в продольном направлении (X) ограничена размером порядка $9h$, а в поперечном (Y) – не более $4h$, с целью валидации модели и верификации результатов расчетов с опытом [4]. Особенности изменения процесса переноса импульса в гомогенном потоке слабосжимаемого газа со слабой, умеренной и выраженной интенсивностью турбулентности ($Tu=0.1 - 10\%$) рассматривались в диапазоне изменений чисел Рейнольдса порядка 2400 - 15000. Допускается, что течение УВС в канале является изотермическим и установившимся.

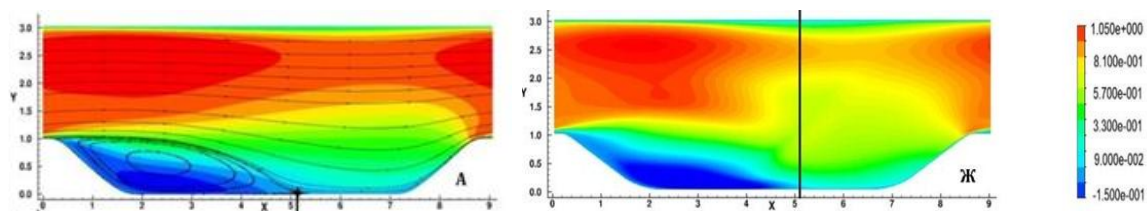


Рис.1. Картины изменений поля безразмерной осевой компоненты вектора скорости, нормированной на среднюю массовую скорость входа, в сечении $x=0$ при $Re=2800$, выделение $-X=X_r$ - продольный размер периферийной рециркуляционной зоны: случай (А) – данные расчета [4] привлекаются для верификации процессов по RANS- методу; случай (Ж) – расчет по оригинальной RS-kL модели [1].

Обсуждение. Учет пространственного характера изменений “тонких параметров структуры турбулентного потока позволяет установить положение линии тока, отделяющей основной поток от области периферийной рециркуляции (ОПР) смеси, фиксировать интенсивность и размер обратных токов. Расчеты процессов в выбранном диапазоне чисел Re показали чувствительность обратных движений к интенсивности турбулентности, скорости течения на входе в диффузорную область канала. Из рис. 1 видно, что на расстоянии X порядка $5 \cdot h$ при выбранном Re_d устанавливается ОПР с режимом ускоренного течения (области А, Ж) на входе в конфузурную часть (правая граница канала). Такие особенности могут существенно влиять на размены ОПР, структуру пристеночного пограничного слоя и интегральные параметры течения и теплообмена. Все это нетривиальные задачи, связанные в переходами вихревой и тепловой природы и сопровождаются реламинаризацией. Также видно, что разделяющая линия в зоне $X < X_r$ (выделение по оси X – вертикальная линия) вначале идет почти параллельно стенке и наклоняется к ней при приближении к точке присоединения (X_r). Варьирование скоростью потока на входе (левая граница расчетной области) показывает, что размер ОПР охватывает длину в шесть высот уступа от сечения скачка. Это позволяет утверждать, что при отложении тяжелой фракции в УВС по форме близкой к ОПР модели турбулентности должны реагировать на изменения структуры пограничного слоя и учитывать анизотропные эффекты в изменении коэффициентов молярного переноса импульса и скаляра. Все это актуализирует роль моделей с транспортными уравнениями для напряжений и составляет перспективу уточнений инженерных методик расчета потерь на трение при движении УВС по ТП. Сравнения с данными [4] показывают, что модельные расчеты прогноза интенсивности пульсационных процессов вполне корректны.

Заключение. Исследование показывает, что успешного прогноза рециркуляционных течений в гомогенных средах, отложений фракций компонентов гетерогенной УВС на стенку во внутренних системах следует ожидать при детальном моделировании механизмов возникновения, переноса и разрушения турбулентности. Локальная структура потока в значительной степени зависит от того, что происходит в других частях потока. Анизотропное турбулентное течение в пристеночных зонах может быть успешно рассчитано на базе RS-TF-модели с kL -опорной двухпараметрической базой.

Литература

1. Kharlamov S. N. Actual Problems of Hydrodynamics at Internal Not-Isothermal Flows in Fields of Mass Forces //Hydrodynamics: Theory and Model, Intech-Open, Rijeka, Croatia. – 2012. – С.183-223.
2. Kharlamov S. N. et al. Engineering Approaches Progress In Computation Of Inhomogeneous Turbulence In Pipelines //SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 2010.
3. Rumsey C. L. et al. Summary of the 2004 computational fluid dynamics validation workshop on synthetic jets //AIAA Journal. – 2006. – Т. 44. – №. 2. – С. 194-207.
4. Balakumar P. DNS/LES Simulations of Separated Flows at High Reynolds Number/49th Fluid Dynamics Conference // AIAA Paper. – 2015. – № 2783. – 27p.

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМ И МЕТОДОВ АКУСТИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА
ПРОЦЕССЫ ДОБЫЧИ И ТРАНСПОРТА НЕФТИ

Е.М. Баркалова

Научный руководитель - профессор, д.ф.м.н. С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Цель работы – провести библиографический анализ и критически оценить современное состояние методов исследования проблем акустического воздействия на процессы добычи и транспорта нефти, а также их эффективность.

Введение. Влияние ультразвука на скважину и пласт, приводящее к увеличению добычи, основано на двух аспектах гидроаккумуляции, которые являются актуальными: увеличение потока нефти через породы в насосный резервуар и снижение вязкости нефти, что облегчило бы прокачку [1]. Инженеры - исследователи из России, США и Китая добились большого прогресса в ультразвуковом снижении вязкости нефти, ультразвуковом удалении пробок, ультразвуковой деэмульсации и обезвоживании и ультразвуковой очистке от накипи. Очевидно, что в настоящее время ультразвуковой метод добычи нефти, представляется одним из наиболее перспективных волновых методов. В силу этого, тема работы является актуальной.

Характеристика аспектов проблемы. Анализ данных показывает, что внимание специалистов сосредоточено на следующих вопросах.

Ультразвуковое снижение вязкости нефти. Сильные кавитационные эффекты при использовании ультразвуковой технологии для высоковязких нефтей позволяют добиться сокращения количества тяжелых крупных молекул, таких как асфальтены и крупные коллоидные частицы. Что в свою очередь ведет к снижению молекулярной массы, а значит, к снижению вязкости. Измерения динамической вязкости сырой нефти под действием ультразвукового поля Чжена Дзяхуна [3] показали, что вязкость нефти снижается на 20-25% после ультразвуковой обработки в течение 30-60 мин. С учётом того, что акустический метод позволяет добиться улучшения реологических свойств нефти, а также оказывает благоприятное влияние на призабойную зону, был проведен ряд расчётов российскими исследователями [5], которые показали, что ультразвуковое воздействие позволяет добиться: увеличения в 2 раза коэффициента продуктивности; увеличения среднесуточного дебита скважин в 2,5 раза; уменьшения среднего значения обводненности – на 26%.

Ультразвуковое удаление отложений. Вибрация создает колебания ультразвуковой частоты, которые воздействуют на парафиновые кристаллы в области парафинообразования и вызывают их перемещения, что не позволяет кристаллам осесть на стенку нефтепровода. Ультразвуковая технология эффективно показывает себя при удалении и предотвращении образования парафиновых отложений в нефтепроводах и загрязнений пласта вблизи ствола скважины, тем самым уменьшает скин фактор на 25%. Установлено, что колебания вызывают тепловой эффект, разрушают отложения парафина, причём, чем выше частота колебаний, тем эффективнее воздействие.

Ультразвуковая деэмульсация и обезвоживание. Деэмульсация и обезвоживание с помощью акустического воздействия подразумевает возникновение конденсации и снижение вязкости под влиянием волн ультразвука, что позволяет каплям воды соединяться в сырой нефти. Это, в свою очередь ускоряет процесс разделения фаз нефти и воды в эмульсии. В японском патенте [2] говорится, что содержание воды в нефти морских загрязнений составляет всего 1,45 % (масс.) после одночасовой ультразвуковой обработки при температуре 80 °С. В то время, как при использовании термического осаждения в течение 1 часа содержание воды более 31,5 %. Оптимальное время ультразвукового воздействия составляет 10-15 минут. Эффект от ультразвуковой и химической деэмульсации и обезвоживания может достигать более 60 % (происходит снижение количества эмульсии с 76% до 19%). Интенсивность ультразвука – это главный фактор, который влияет на ультразвуковое деэмульгирование – чем выше частота колебаний, тем сильнее воздействие.

Ультразвуковая очистка от накипи. Воздействие ультразвуковых колебаний на поверхность труб, подверженных образованию накипи на поверхности, способно предотвратить и разрушить уже сформировавшиеся образования. Эффект кавитации, вызванный ультразвуком, может разрушить накипь кристаллов соли до крошечных взвешенных частиц в среде, таким образом, эти крошечные частицы могут стекать вместе с потоком жидкости. Благодаря образующимся в результате акустического воздействия центрам кристаллизации, которые находятся в постоянном перемещении/смещении, осаждение кристаллов и их последующий рост значительно затрудняется. Образуется тонкодисперсный шлам по некоторому объёму флюида, который выносится с потоком. Таким образом происходит нарушение условий кристаллизации, и, как следствие, прекращение отложений, либо разрыхление образующейся накипи. Разрушение уже накопленных солевых отложений происходит за счёт образования микротрещин, которые по мере своего роста прочищают оборудование.

В условиях предлагаемого моделирования дебита при воздействии ультразвука необходимо учесть поведение флюида в пористой проницаемой среде без акустического воздействия и при улучшении нефтеотдачи.

Поэтому в теоретических исследованиях рассматриваемой проблемы следует уделять особое внимание следующим физическим процессам:

1. *Механизм действия акустических волн в пористых средах.* Нефтяной пласт предполагается как модель трещинно-кавернозного карбонатного коллектора. Поры в породе нефтяного пласта состоят из многочисленных параллельных капиллярных пучков постоянного диаметра. После воздействия акустических волн на нефтяной пласт, вязкость нефти уменьшается на 25-30 %. После воздействия акустических волн на нефтяной пласт, диаметр капилляров становится больше, поверхностное натяжение ϕ уменьшается пропорционально квадрату радиуса r ((формула (1)), капиллярные силы ν – пропорционально кубу радиуса r ((формула (2)).

2. *Механизм действия акустических волн в нефтяном пласте.* Из формулы (3) видно, что после воздействия акустических волн на сырую нефть, коэффициент вязкости нефти μ_h уменьшится, Δp возрастёт, средняя скорость идеальной жидкости $|u|$ будет расти и после этого увеличится добыча и нефтеотдача. Когда частота вибраций звукового радиатора зафиксирована, увеличение амплитуды ускорения стенки a (за счёт увеличения амплитуды смещения) вызовет увеличение градиента инерционного давления на жидкость, что усилит эффект закупоривания.
3. *Влияние акустических волн на поток сырой нефти.* Волновое действие преобразователей заключается в том, что акустические волны, генерируемые преобразователями, действуют на капиллярные стенки, которые образуют вибрацию, влияющую на нефтяной пласт. Согласно формуле (4) поток сырой нефти увеличивается с увеличением амплитуды смещений ζ и угловой частоты колебаний ω . Когда акустические волны воздействуют на нефтяной пласт, внутреннее давление добавляет периодическое усилие возмущения, основанное на исходном давлении, которое также увеличивает градиент давления между внутренним давлением и вокруг источника звука, и увеличивает нефтеотдачу в нефтяном пласте.
4. *Фильтрацию флюида.* Уравнение фильтрации пластового флюида, представляет собой объединение закона Дарси (связь градиента давления P с массовой скоростью фильтрации \vec{V}), и уравнения состояния флюида, (связь давления P' и отклонения плотности ρ' через квадрат скорости звука c^2) (5). Процесс фильтрации можно считать независимым, поскольку параметры пористости m , проницаемости k и вязкости η зависят от времени и координат в пространстве с незначительным изменением скорости.
5. *Перенос и диффузия углеводородной примеси.* Добыча нефти сопровождается депрессией в интервале перфорации скважины и переносами жидкости с примесью тяжёлых молекул углеводорода из пласта. При неравномерном распределении концентраций смеси в растворе, диффузия движется в сторону, где концентрация меньше. При определённых условиях возможно осаждение или растворение части примеси на стенках пор, что свидетельствует о том, что концентрация тяжёлой примеси непостоянна. Так уравнение массового содержания тяжёлых компонентов в пластовом флюиде примет вид (6)
6. *Изменение проницаемости, радиуса пор, пористости.* Состояние порового канала зависит от концентрации примеси: если она достигает избыточного значения, поровый канал заиливается, в обратном случае – происходит прочистка, поскольку разность концентраций – текущей и равновесной – противоположна по знаку скорости, с которой происходит изменение радиуса пор. Описание этой разности описывается законом экспоненциальной зависимости (7).

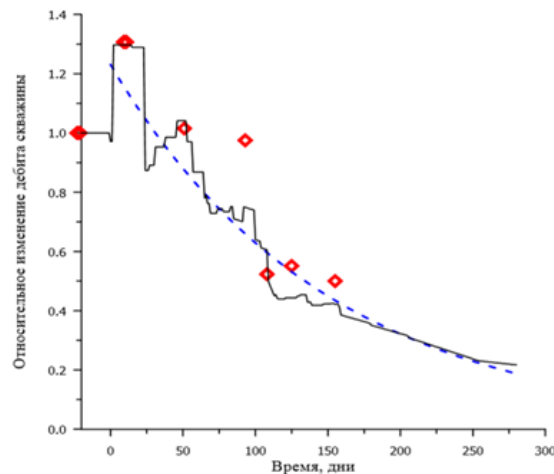


Рис. 1. Зависимость воздействия ультразвука на дебит скважины от времени влияния. Сплошная линия – данные, усредненные по 10 скважинам, ромбы – выборка значений по одной из скважин, пунктир – экспоненциальная аппроксимация [5].

Данные рисунка 1 наглядно демонстрируют, что средняя продолжительность эффекта ультразвукового воздействия по тепловому механизму составляет 1,5 – 2 месяца и сопровождается средним увеличением дебита 35%. Описанная в работе [5] модель физических явлений при акустическом воздействии содержит параметры, выбираемые методом подгона A , B , τ_c , значения которых не зависят от химических свойств нефти.

$$\varphi = \frac{E_s - E_l}{\pi r^2} \quad (1)$$

$$v = \frac{2 \cdot (E_s - E_l)}{\pi r^3} \cos \theta \quad (2)$$

где E_s – энергия двухфазного пограничного слоя, E_l – энергия такого же объёма молекулярного уровня в фазе, θ – угол смачивания жидкости к породе

$$|\Delta p_s| > A_j, u = -\frac{K}{\mu_h} \Delta p \left(1 - \frac{A_j}{|\Delta p_s|} \right) \quad (3)$$

где K – проницаемость капилляра, Δp – градиент внешнего давления, $A_j = 2\tau_0/R$ – порог отсоединения (минимальный градиент давления, для начала движения нефти), τ_0 – предел текучести при напряжении сдвига, R – радиус капилляра, Δp_s – градиент статического внешнего давления.

$$V_{cp}(t) = \int_0^R V_r(r, t) 2\pi r dr = \frac{\pi R^4}{8\mu_h} \left(\rho \zeta \omega^2 e^{i\omega t} + \frac{\partial p}{\partial x} \right) \quad (4)$$

где $V_r = \mathbf{u} - \dot{\mathbf{s}}_t$ – относительная скорость сырой нефти относительно стенок капилляров, \mathbf{u} – скорость потока сырой нефти по направлению X

$$\frac{\partial mP}{\partial t} = \text{div} \left(\frac{k \rho_0 c^2}{\eta} \cdot \text{grad } P \right) \quad (5)$$

$$\frac{\partial C}{\partial t} + \vec{V} \cdot \nabla C = D \Delta C + \frac{1}{\tau_c} \cdot (C - C_s(P, T)) \quad (6)$$

$$R = R_0 \exp \left(\frac{-t}{\tau_{eff}} \right) \quad (7)$$

Заключение. Описанная модель объясняет долговременный положительный эффект от акустического воздействия и позволяет объективно оценить роль теплового механизма при воздействии ультразвука. Учётный механизм *кольматажа* в пространстве около скважины позволяет проводить исследования с альтернативными механизмами ультразвукового воздействия.

Литература

1. Anna Abramova, Vladimir Abramov, Vadim Bayazitov, Artyom Gerasin, Dmitriy Pashin. Ultrasonic technology for enhanced oil recovery // Journal Engineering. – 2014. - №6. -P. 177–184.
2. Hongxing Xu. Experimental Study on Ultrasonic Treatment for Removal of Near Wellbore Damage and Technological Parameters Optimization // China University of Petroleum. - 2009.
3. Zheng Jiahong. The Analyse of Porous Media Permeability in Oil Stratum by Ultrasonic // Harbin Institute of Technology, China Academic Journal Electronic Publishing House. – 2010. -№7. -P.2.
4. Максимов Г.А., Радченко А.В. Моделирование интенсификации нефтедобычи при акустическом воздействии на пласт из скважины // Электронный журнал «Техническая акустика»– 2003. -№10.
5. 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 // Нефтепромысловое дело. - 2012. - №4. -С. 25-32

РАСЧЕТ ПЛОТНОСТИ ДЛЯ ГАЗОВОЙ И НЕФТЯНОЙ ФАЗ В ДВУХФАЗНОМ ПОТОКЕ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ ТРУБАХ

М.Р. Брыксин

Научный руководитель - профессор, д.ф.-м.н. С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Актуальность. На данный момент существует проблема успешного транспортирования углеводородов от места добычи к потребителям трубопроводным транспортом. Трубопроводы простираются на десятки и сотни километров, проходят через различные климатические, географические и природные условия. Для успешной эксплуатации трубопроводов и сохранения их на многие годы необходимо моделирование потока флюида в трубе с целью предсказания особенностей влияния этого флюида на материал труб. Заметим, что при транспортировке добываемой нефти и газа обычно возникают отдельные проблемы, связанные с обеспечением стабильного потока флюида, которые должны решаться надлежащим образом, чтобы обеспечить экономически эффективное производство. Все это требует создания методик корректного прогноза свойства флюида, его эволюции по каналу с произвольным режимом течения и взаимодействия со стенками трубопровода.

Анализ библиографических источников показывает, что на сегодняшний день существует достаточное количество работ по расчету свойств флюида в трубопроводах в однофазных средах, но лишь небольшое количество ориентировано на процессы в гетерогенных (двухфазных) системах. Соответственно, в этой теме все еще остается много проблем, требующих всестороннего анализа. Поэтому данная работа фокусируется на изучении свойств и параметров флюида, его состава, плотности при течении двухфазного газонефтяного потока в горизонтальных трубах

Целью данной работы является расчет плотности для газовой и нефтяной фаз в двухфазном потоке в горизонтальных трубах с использованием экспериментальных данных.

Свойства флюида в этом исследовании были получены с помощью прямых измерений, расчетов и термодинамического моделирования в программах PVTsim 19 и TUVAX из работы Ake Rittirong [1]. В качестве газовой фазы использовался природный газ, поставляемый компанией Oklahoma Natural Gas Company, а в качестве нефтяной фазы – конденсат Garden Banks. Состав Oklahoma Natural Gas приведен в таблице 1. Средняя молекулярная масса (MW) газовой фазы представляет собой средневзвешенное значение каждого компонента на основе его мольной доли.

Таблица 1

Состав газовой фазы по исследованию [1]

| Компонент | Молярная масса | Массовая доля, % |
|------------------|----------------|------------------|
| Метан | 16,04 | 84,5 |
| Этан | 30,07 | 6,5 |
| Пропан | 44,09 | 4 |
| Бутан | 58,10 | 2,5 |
| Пентан | 72,15 | 1,5 |
| Гексан | 86,17 | 0,5 |
| CO ₂ | 44,01 | 0,5 |
| Среднее значение | 17,68 | Итого: 100 |

Как видно из таблицы 1, в составе газа значительно преобладает метан, а также этан и пропан.

Состав нефтяной (капельной масляной) фазы в основном включает в себя углеводородные соединения с числом атомов углерода от 5 до 48 [1]. Плотность конденсата Garden Banks составляет 0,9683 г/см³, поэтому его можно отнести к тяжелым нефтям.

В данной работе используется процедура расчета плотности газа, представленная автором Londono и др. [2]. Плотность газа рассчитывается по

$$\rho = \frac{p \cdot MW}{z_G \cdot R_G \cdot T}, \quad (1)$$

где ρ – плотность при температуре (T) и давлении (p) [кг/м³], p – давление [Па], MW – молекулярная масса [кг/моль], z_G – коэффициент сжимаемости газа [-], T – температура [°C], и R_G – универсальная газовая постоянная (8,314 м²·кг·с⁻²·К⁻¹·Моль⁻¹).

Коэффициент сжимаемости рассчитывается по методу, предложенному специалистами из Калифорнийской ассоциации природного газа (CNGA), следующим образом [3]:

$$z_G = \frac{1}{1 + \frac{p \times 344400 \times 10^{1.785\gamma_G}}{T^{3.825}}}, \quad (2)$$

где z_G – коэффициент сжимаемости [-], p_{ave} – среднее давление [Па], γ_G – удельный вес газа (воздух = 1) [-], T – средняя температура газа [°C]; MW – молекулярная масса [г/моль].

Удельный вес газа рассчитывается по

$$\gamma_G = \frac{MW}{28.9625}. \quad (3)$$

Вычисленная плотность газовой фазы при давлении 2,413·10⁶ Па перепроверяется с помощью экспериментального моделирования на модельных установках PVTsim 19 и TUWAX из работы Ake Rittirong [1]. Результаты представлены на рис. 1.

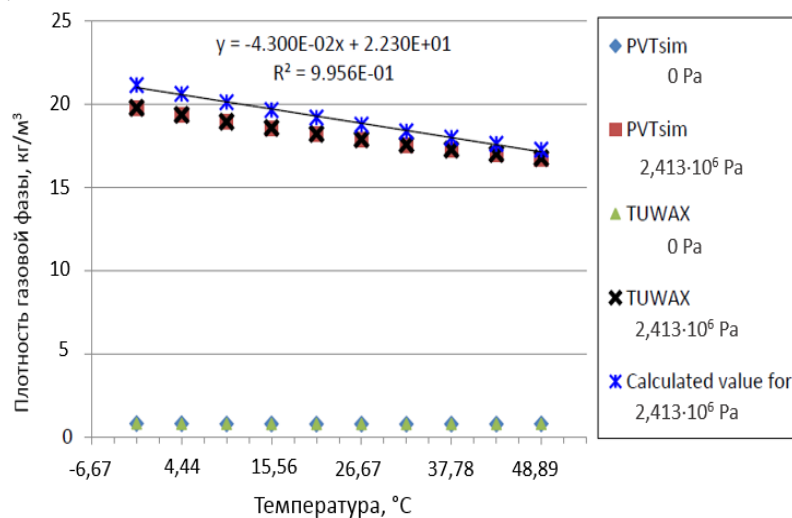


Рис. 1. Плотность газовой фазы [1]

Из рис. 1 видно, что при температуре от от -1,11 до 48,89 °С, плотность газа изменяется от 21 до 17 кг/м³ соответственно.

Нефтяная фаза в данном случае определяется как фаза, которая содержит как твердую, так и жидкую фракции. Плотность масляной фазы при 2,413·10⁶ Па была измерена с помощью расходомера Кориолиса в многофазной установке. Измеренные значения приведены на рис. 2, из которого видно, что плотность нефтяной фазы составляет от 828 до 811 кг/м³ при температуре от 26,67 до 48,89 °С соответственно.

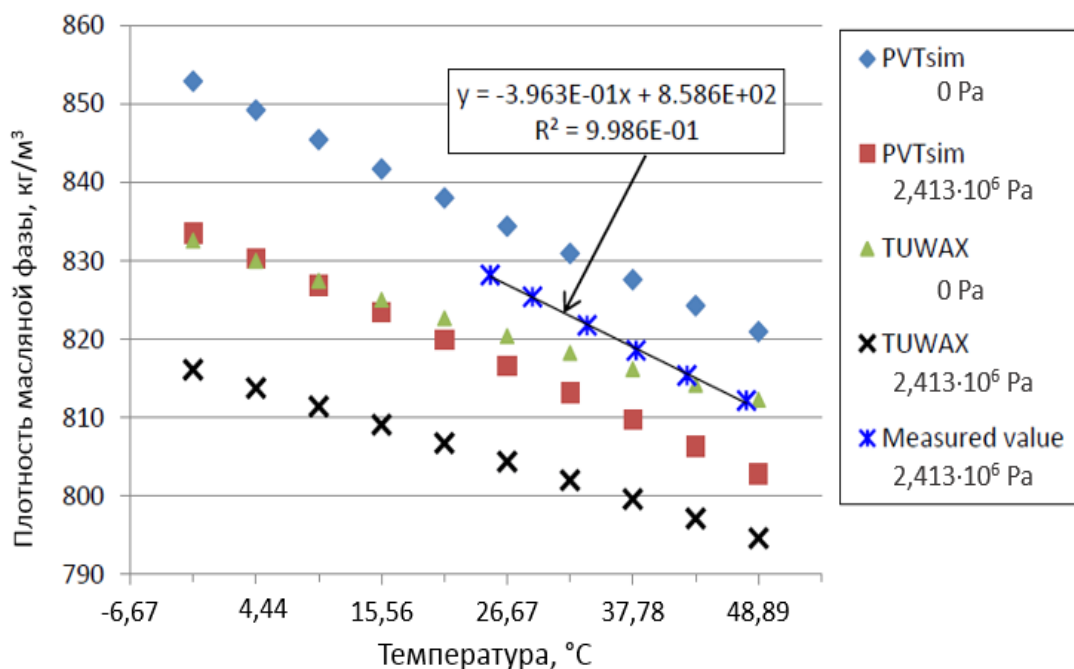


Рис. 2. Плотность нефтяной фазы [1]

Заключение. Таким образом, в результате данной работы были рассчитаны плотности газовой и нефтяной фаз в двухфазном потоке в горизонтальных трубах. Результаты были использованы в качестве условий однозначности для построения численной модели рассматриваемых процессов в трубах. К перспективам исследования следует наши замечания о моделировании гидродинамики и тепломассопереноса в двухфазном течении углеводородной смеси в трубах и взаимодействии потока со стенками канала и внешней средой.

Литература

1. Rittirong Ake. «Paraffin deposition under two-phase gas-oil slug flow in horizontal pipes» // Tulsa, Oklahoma: M.S. Thesis, University of Tulsa. – 2014.
2. Londono, F.E., Archer, R.A., Blasingame, T.A. 'Correlations for Hydrocarbon-Gas Viscosity and Gas Density– Validation and Correlation of Behavior using a Large-Scale Database,' SPE Reservoir Evaluation & Engineering, - 2005. -№ 75721-PA.
3. Menon S. and Menon P. Gas Pipeline Hydraulics. Trafford Publishing, USA. – 2013.

**СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО ИЗУЧЕНИЯ СТРУКТУРЫ
ГЕТЕРОГЕННЫХ СРЕД ПРИ БУРЕНИИ И ОЧИСТКИ СКВАЖИН**

М. Джанхорбани

Научный руководитель - профессор, доктор физ. –мат. наук С.Н. Харламов
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Введение. Использование экспериментальных стендов промышленного значения (типа Flow Loops) для измерения транспортировки шлама с 1990-х годов считается эффективным способом получения детального представления о поведении шлама при различных условиях его течения. Хотя стенд имеет ряд важных недостатков и привлекаются программные комплексы для симуляции гидродинамики условий транспорта шлама, все еще требуются знания о деталях процесса деформаций и структуры течения шлама. Эти данные весьма важны для проникновения в суть явлений переноса сложного процесса.

Цель – дать краткое описание составляющих стенда, уровня их возможностей и сложности исследования, а также их недостатков и перспектив экспериментального анализа рассматриваемых задач.

Актуальность. Эффективность транспортировки шлама является одной из самых больших проблем, стоящих сегодня перед буровой промышленностью, поскольку бурильщики все больше и больше фокусируются на бурении длинных горизонтальных скважин с целью достижения тонких, трещиноватых слоев. В настоящее время существуют два основных метода для изучения этого явления, первый-это использование CFD, который является дешевым и дает качественные результаты, но может быть неточным из-за многих физических упрощений, используемых в математических моделях и компьютерных методах их решения. Второй метод заключается в использовании стендов, которые являются дорогостоящими и дают только качественные результаты. Однако, при правильном проектировании, могут близко соответствовать скважинным условиям.

Теория. Для того, чтобы проанализировать влияние различных параметров на очистку скважины и наблюдать механизм переноса шлама, в 1990-х годах TUDRP, Heriot-Watt University, BP, Southwest Research, M. I. Drilling Fluids, Institut Francais du Petrole, JNOC, BJ Services, METU и Китайский университет нефти начали использовать предлагаемые стенды [3].

Основным конструктивным элементом стенда является горизонтальная труба, представляющая скважину, с другой меньшей трубой внутри нее, представляющей бурильную колонну. В наиболее простой конфигурации буровой раствор вместе со шламом (который добавляется через загрузочную воронку) прокачивается через кольцевое пространство. На другом конце оставшийся шлам отделяется простым ситом и цикл продолжается. Зная массы добавляемых и отделяемых шламов, можно легко рассчитать массу шламов, остающихся внутри затрубного пространства. Схема такой системы приведена на рис.1 [2].

Конструкция стенда может быть значительно улучшена путем добавления нескольких элементов и особенностей, таких как изготовление наружной трубы из прозрачного материала, добавление регистратора видеонаблюдения, подключение внутренней трубы к двигателю для обеспечения вращения и размещение трубы на стойке, так что её угол относительно горизонтали может быть изменен. Эти усовершенствования теперь почти повсеместно используются в лабораториях по всему миру.

Примером технических условий для основного лабораторного стенда является концентрическая кольцевая испытательная секция акриловой трубы длиной 13 футов (3,96 м) с 2-дюймовым (50,8 мм) внутренним диаметром для внешней трубы и 0,79 дюйма (20 мм) внешнего диаметра для внутренней трубы с закрытыми обоими концами. Испытательная секция кольцевого типа предназначена для обеспечения возможности изменения ее углов. Жидкость циркулирует с помощью центробежного насоса с регулируемой скоростью 2 л. с., который был подключен к резервному резервуару емкостью 132,1 галлона (500 л). [2].

В дополнение к этим улучшениям, конструкция может быть дополнительно улучшена путем увеличения длины стенда для представления реальных размеров ствола скважины, добавления оборудования для создания трехфазных условий и улучшения фильтрационного оборудования. Однако, такие циклы потока чрезвычайно дороги и лишь очень немногие организации могут позволить себе поддерживать их. Одной из таких организаций является Университет Талсы, где был разработан первый образец стенда и включает в себя участок бурения длиной 75 футов, который может быть отрегулирован на наклоны от 0 до 90 градусов [4]. Последним усовершенствованием стенда стало добавление модуля высокого давления для получения пены, который был закончен в 2004 году и стоил почти 6 миллионов долларов [1].

Лабораторные установки, однако, широко используются с вышеупомянутыми модификациями. Однако, независимо от размера и сложности контура потока, все они страдают от нескольких важных недостатков. Такие стенды не могут отображать реальный транспорт шлама в скважинных условиях, принимая во внимание такие процессы, как приток пластового флюида, обрушение ствола скважины и изменение кольцевой температуры. Между тем, эти установки могут измерять только массу шлама или высоту слоя шлама или площадь и давление, и не могут регистрировать поле скорости и распределение концентрации частиц, что на самом деле моделируется математическими моделями. [4].

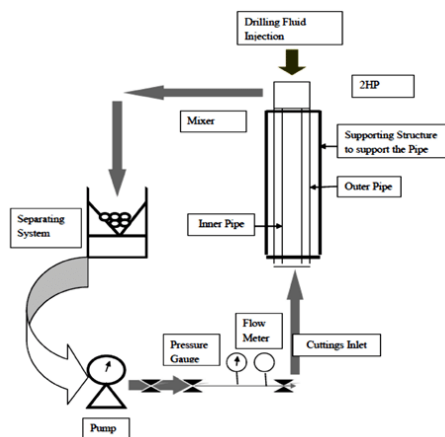


Рис.1. Принципиальная схема опытного стенда

Заключение. Основываясь на кратком обсуждении, можно сказать, что представленный стенд, оснащенный некоторыми незначительными модификациями, может быть неоценимым подспорьем в проверке результатов моделирования CFD. Однако, для того, чтобы точно аппроксимировать условия скважины, необходимо построить огромные стенды, требующие больших капитальных затрат, но даже они пока не могут точно моделировать ситуации в скважине или давать количественные значения, которые могут быть использованы для проверки результатов математических моделей. Тем не менее, они необходимы для качественной проверки предсказаний математических моделей.

Литература

1. <https://netl.doe.gov/node/3676>
2. Onouhah M., Ismail I., Piroozian A., Mamant N., Ismail A. Improving the Cuttings Transport Performance of Water-based Mud Through the Use of Polypropylene Beads // Sains Malaysiana/ -2015/ -№ 44(4). –P. 629–634.
3. Oseh J., Noorul Anam M. & Sidiqi A. Improving The Lifting Capacity of Drilled Cuttings Using Henna Leaf Extracts and Lignite in Bentonite Water-Based Drilling Mud// J. Eng. Technol. Sci. -2019. -Vol. 51. -No. 3 –P. 355-368.
4. Sun Xiaofeng, Wang Kelin, Yan Tie1, Zhang Yang, Shao Shuai and Luan Shizhu. Review of Hole Cleaning in Complex Structural Wells // The Open Petroleum Engineering Journal. -2013, -Vol.6. -P. 25-32.

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ, ПРОБЛЕМЫ И УСПЕХЫ В ИССЛЕДОВАНИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, СОПРОВОЖДАЮЩИХ ОЧИСТКУ СКВАЖИН ОТ БУРОВЫХ ШЛАМОВ

М. Джанхорбани

Научный руководитель - профессор, доктор физ. –мат. наук С.Н. Харламов
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Введение. Существующие методы очистки скважины являются весьма трудоемкими и продолжительными (от нескольких часов до дней). Получить сведения о чистоте скважины можно при помощи коротких спускоподъемных операций, что часто рискованно. Важны оригинальные подходы, сокращающие время очистки [1].

Цель - представить современный анализ проблем очистки скважин, оценить достоинства моделей, предсказывающих процесс забоя, дать заключения о путях очистки ствола скважины.

Актуальность. По мере истощения залежей нефти и газа технология добычи требует обращения к бурению более глубоких, длинных, горизонтальных или многосторонних скважин, с целью достичь залежей сырья на шельфе и в других отдаленных местах. Бурение скважин такого типа сопряжено со многими трудностями, например, с их очисткой.

Теоретический анализ проблем. Первые попытки по моделированию процесса очистки скважины были сделаны путем установления опытных стендов (типа flow loops), анализа влияния различных параметров на очистку скважин и наблюдения за механизмом транспортировки шлама. Это было сделано в лабораториях при Французском институте нефти (IFP), университетом научно-исследовательских проектов бурения Талса (UTDRP), университет Хериот-Ватт, БП, Юго-Западного исследовательского, М. И. Буровые растворы, японская национальная нефтяная компания (JNOC), Vj Services, Ближневосточный технический университет (METU), Petrobras и Китайский университет нефти. В этих центрах были качественно изучены эффекты: расхода текучей среды; реологии бурового раствора; наклона, вращения трубы; ROP, размера частиц; эксцентриситета трубы; плотности бурового раствора и т.д. Однако, рассматриваемые стенды, имеющие ряд важных недостатков, не могут описывать реальный транспорт шлама в скважинных условиях, учитывая, например, приток пластовой жидкости, обрушение ствола скважины и изменение кольцевой температуры. Кроме того, эти установки могут измерять только высоту или площадь слоя шлама и давление, а также не могут регистрировать поле скорости и распределение концентрации частиц. Таким

образом, вычислительная гидродинамика (CFD) - инструмент, который может дополнять сведения о процессе транспорта шлама по моделям течений жидкости и шлама. Первая такая попытка была предпринята Бильгесу (2002), и вскоре за ней последовали другие. Бильгесу и др. (2007) показали, что на транспортировку мелких частиц влияет вращение буровой трубы, но скорость вращения не оказывает существенного влияния на транспортировку крупных частиц. Ахмед и Миска (2008) утверждали, что различные параметры бурения, влияют на потерю кольцевого давления. Ли и др. (2010) показали, что вращение трубы между 80 и 120 об / мин оказывает значительное влияние на очистку скважины. Ван и др. (2008) представили эмпирическую корреляцию для прогнозирования высоты шламового слоя. Соргун и др. (2011) показали, что минимальная скорость, необходимая для подъема неподвижного шлама, уменьшается при увеличении вращения буровой трубы до определенной степени. Сун и др. (2014) показали, что при малых и средних скоростях потока вращение трубы оказывает заметное влияние на накопление шлама и падение давления в затрубном пространстве. Однако после того, как вращение трубы достигает критической скорости при высоких скоростях потока, влияние вращения трубы на очистку отверстий уменьшается. Ян и др. (2014) исследовали влияние различных условий бурения на очистку скважин в азрированном буровом растворе с использованием CFD и пришли к выводу, что определенный диапазон вращения буровой колонны, очевидно, улучшает транспортировку шлама. Офеи и Алхемари (2015) показали, что увеличение скорости вращения буровой трубы с 0 об / мин до 120 об / мин существенно снижает концентрацию шлама в затрубном пространстве. Тем не менее, эффект вращения буровой трубы незначителен при высоких скоростях потока жидкости. Ахшика и др. (2016) попытались объяснить влияние сферичности частиц и обнаружили, что по мере того как форма отклонялась от идеальной сферы, концентрация частиц и скорость переноса увеличивались. Деванган и Синха (2016) исследовали набор параметров, таких как кинетическая энергия турбулентности смеси, вращение трубы, скорость потока жидкости и скорость скольжения, которые влияют на распределение резания в горизонтальном кольце с использованием двухфазного Эйлера-Эйлера подхода. Кешаварз и др. (2017) изучили влияние вращения трубы, наклона отверстия и относительных расходов потока на очистку отверстий для аэрированных растворов.

Результат и обсуждение. Используя экспериментальные наблюдения и моделирование CFD, большое количество корреляций и модели были разработаны для понимания процесса транспортировки шлама. Для количественного описания эффективности транспортировки шлама, используются два типа параметров.

Первый тип показывает количество кольцевого шлама при заданном режиме бурения и второй тип показывает требуемая кольцевая скорость, позволяющая удерживать минимальное количество шлама в скважине. Нгуен и др. (1996) разработали стационарную двухслойную модель, однако при уменьшении расхода потока начинает появляться стационарный слой шлама, поэтому Чо и др. (2000) разработали трехслойную модель без учета притока и оттока из коллектора. Модель также игнорировала скольжение между твердым и жидким телами, вращение буровой трубы и взаимодействие твердого и жидкого тел. Эта модель была использована для применения колтубинг, однако, аналогичная модель предложенная Ванг и др. (2004) может быть применена для расчета высоты слоя шлама и перепада давления в различных условиях. Приведенные выше модели были разработаны на основе стационарного состояния и не описывали формирование слоя шлама. Ли и др. (2007) представляли 1D модель переноса переходных шламов с обычными буровыми растворами. Модель учитывает проскальзывание между буровым раствором и шламом и может быть использована для прогнозирования высоты пласта шлама в зависимости от расхода бурового раствора, реологии, геометрии ствола скважины и эксцентриситета буровой трубы. Сюзана и др. (2008) добавили в модель взаимодействие твердого тела с жидкостью, и эта модель может быть использована для моделирования высоты пласта шлама, давления, концентрации шлама и Эквивалентная Плотность Циркуляция (ЭПЦ) по всей траектории скважины.

Второй тип моделей дает минимальную среднюю скорость кольцевой жидкости, необходимую для предотвращения образования слоя шлама. Чжао и др. (2004) исследовали критическую скорость для инициирования движения с учетом случайности расположения частиц. Дуань и др. (2009) разработали механистическую модель для прогнозирования критической скорости для твердого пласта с учетом эксцентриситета трубы. Озбайоглу и др. (2010) провели обширные эксперименты по разработке эмпирической корреляции для расчета оценки критической скорости предотвращения развития слоя шлама. Учитывались наклон, механической скорость проходки, кольцевой размер, вязкость и плотность бурового раствора. Но корреляция подходит только для полного эксцентриситета и без вращения буровой трубы. Мохаммад Салехи и др. (2011) объединили модель Ларсена (1993) и корреляцию Мура и разработали корреляцию минимального расхода для всех диапазонов наклона.

Заключение. Отмеченные модели имеют упрощения, которые приводят к ненадежным результатам. Наиболее распространенным из этих упрощений являются пренебрежение различиями в форме и размере частиц; массе и теплопередаче к породе и обрушению стенок ствола скважины. Заметим, что перспективные исследования задач будет сосредоточено на учете отмеченных факторов или на доказательстве того, что они действительно незначительны. Использование камер видеонаблюдения в стендах уже становится обычным делом, и достижения в области компьютерных технологий теперь позволяют исследователям решать более сложные дифференциальные уравнения с более мелкими размерами ячеек в разумные промежутки времени, а лучшие и более доступные скважинные датчики предоставляют исследователям более надежные (по большей части, однако, все еще качественные) данные для проверки результатов математических моделей.

Литература

1. Mostafa Keshavarz Moraveji, Mohammad Sabah, Ahmad Shahryari, Ahmadreza Ghaffarkhah. Investigation of drill pipe rotation effect on cutting transport with aerated mud using CFD approach // Advanced Powder Technology, - 2017. -Vol. 28. -Iss. 4. -P. 1141-1153.

ДЕТАЛИ МОДЕЛИРОВАНИЯ РЕОЛОГИЧЕСКИ СЛОЖНЫХ ВЯЗКИХ СРЕД В ОБЛАСТЯХ С КРИВОЛИНЕЙНОЙ ПОВЕРХНОСТЬЮ СКВАЖИН

М. Джанхорбани, С.Н. Харламов

Научный руководитель - профессор, доктор физ. –мат. наук Харламов С. Н.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Цель данной работы состоит в систематизации сведений в вопросах численного моделирования и интегрирования уравнений математической физики высшего порядка с нетривиальной формулировкой краевых условий, вызванной особенностями взаимодействий компонент и фаз в гетерогенных и гомогенных смесях, нелинейностью изменений теплофизических свойств и формы границ области течения во внутренних системах (трубах и каналах), а также построения эффективного алгоритма интегрирования системы уравнений переноса импульса, тепла и массы для задач транспорта шлама по стволам скважины.

Введение. В настоящее время исследователи все чаще обращаются к программному продукту ANSYS FLUENT для прогноза гидродинамики и тепломассопереноса в сложных по составу смесях. Все это позволяет более детально (по физическим эффектам, условиям на границах) прогнозировать сложные процессы как в нескольких отдельных, так и взаимодействующих между собой фазах. При этом, фазы могут быть разнообразными жидкостями, газами или твердыми частицами с произвольными теплофизическими свойствами и практически в любой комбинации при выяснении особенностей интенсификации процессов тепло- и массопереноса, гидро- и газодинамических, ламинарно – турбулентных процессов. Стоит отметить, что использование компьютеров для численного решения дифференциальных уравнений, описывающих гидродинамику смесей в стволах скважин относится к работам Йохо и др. [4] Т.к. была разработана оригинальная модель транспорта шлама (NMB), в которую были включены стандартные данные бурения: скорость операций механического бурения, скорость насоса, размер долота, геометрия ствола скважины и механические свойства бурового раствора. Данная модель ориентирована на прогноз процессов формирования профиля ствола скважины, параметров очистки скважины путем расчета динамических и диффузионных локальных параметров (составляющих поля скоростей и концентраций) посредством численного интегрирования дифференциальных уравнений задачи, представленных в своей конечно-разностной форме, описывающих процессы переноса продуктов бурения по стволу скважины. Далее процесс поиска решений требовал уяснения особенностей движения составляющих смесей, поэтому возникла проблема построения полных моделей пространственных процессов переноса и выделения разработки более устойчивых алгоритмов системы определяющих уравнений. Вид отдельных уравнений математической модели представлен ниже.

Детали моделирования. Транспорт шлама по скважине описывается в рамках механики неоднородных гетерогенных и гомогенных сплошных сред (определяющие уравнения переноса массы импульса и энергии таких смесей представлены, например, в работах Нигматулина Р.И. [2]). Причем в рамках подхода Эйлера-Лагранжа жидкая фаза рассматривается как континуум и рассчитывается в рамках уравнений Навье-Стокса. Дисперсная фаза (частицы, пузырьки или капли) обменивается импульсом, массой и энергией с жидкой фазой. Основное предположение подхода - дисперсная вторая фаза занимает небольшую объемную долю. На практике эти проблемы подразумевают, что дискретная фаза должна присутствовать при довольно низкой объемной доле, обычно менее 10-12% [1].

Моделирование многофазной смеси в рамках подхода Эйлера допускает существование отдельных и взаимодействующих между собой фаз. Фазы могут быть жидкостями, газами или твердыми веществами практически в любой комбинации. Для каждой фазы используется эйлеров подход. В другом случае (в эйлерово-лагранжевом методе) анализ сложных гетерогенных смесей предполагается использование модели дискретной фазы.

Прогноз свойств многофазного потока как взаимопроникающего континуума опирается на понятие фазовых объемных долей:

$$V_q = \int_V \alpha_q dV \quad (1)$$

Уравнение неразрывности для фазы q имеет вид [1]:

$$\frac{\partial}{\partial t} (\alpha_q \rho_q) + \nabla \cdot (\alpha_q \rho_q \vec{v}_q) = \sum_{p=1}^n (\dot{m}_{pq} - \dot{m}_{qp}) + S_q \quad (2)$$

(где v_q - скорость фазы q, а \dot{m}_{pq} характеризует массообмен от p-й к q-й фазе. Баланс импульса для фазы q дает:

$$\frac{\partial}{\partial t} (\alpha_q \rho_q \vec{v}_q) + \nabla \cdot (\alpha_q \rho_q \vec{v}_q \vec{v}_q) = -\alpha_q \nabla p + \nabla \cdot \vec{\tau}_q + \alpha_q \rho_q \vec{g} + \sum_{p=1}^n (\vec{R}_{pq} + \dot{m}_{pq} \vec{v}_{pq} - \dot{m}_{qp} \vec{v}_{qp}) + (\vec{F}_q + \vec{F}_{lift,q} + \vec{F}_{vm,q}) \quad (3)$$

где τ - тензор напряжений-деформаций фазы

$$\check{\tau}_q = \alpha_q \mu_q (\nabla \vec{v}_q + \nabla \vec{v}_q^T) + \alpha_q (\lambda_q - \frac{2}{3} \mu_q) \nabla \cdot \vec{v}_q \check{I} \quad (4)$$

Здесь μ_q и λ_q - сдвиговая и объемная вязкость фазы q , F_q - сила внешнего тела, $F_{lift,q}$ - сила подъема, $F_{vm,q}$ - сила виртуальной массы, R_{pq} - сила взаимодействия между фазами, а p - это сила давления разделяется на все фазы. R_{pq} определяется как:

$$\sum_{p=1}^n \vec{R}_{pq} = \sum_{p=1}^n K_{pq} (\vec{v}_p - \vec{v}_q) \quad (5)$$

где K_{pq} - коэффициент обмена между фазами.

Подъемная сила будет более значительной для более крупных частиц, при условии, что диаметр частиц намного меньше, чем расстояние между частицами. Однако включение подъемных сил не подходит для плотно упакованных частиц или для очень мелких частиц. Это дано:

$$\vec{F}_{lift} = -0.5 \rho_q \alpha_q (\vec{v}_q - \vec{v}_p) \times (\nabla \times \vec{v}_q) \quad (6)$$

«Виртуальный массовый эффект», возникающий, когда вторичная фаза p ускоряется относительно первичной фазы q . Инерция массы первичной фазы, с которой сталкиваются ускоряющиеся частицы (или капли, или пузырьки), оказывает «виртуальную массовую силу» на частицы, и это дается (сравнить с формулой, данной для метода Лагранжа):

$$\vec{F}_{vm} = 0.5 \alpha_p \rho_q \left(\frac{dq \vec{v}_q}{dt} - \frac{dp \vec{v}_p}{dt} \right) \quad (7)$$

Заметим, что эффект виртуальной массы является значительным, когда плотность вторичной фазы намного меньше плотности первичной фазы.

Заключение. В работе обсуждаются результаты транспорта шлама по скважинам, рассчитанные с привлечением указанных подходов Эйлера и Лагранжа. Установлено, что на характер движения частиц сильно влияет реология и режим течения смеси, а также закрутка стенки бурильной колонны. Эти процессы можно прогнозировать с помощью критериальных связей типа [Чен 3]

$$\nu_s = 120.0 \left(\frac{\mu_e}{d \rho_f} \right) \left[\sqrt{1 + 0.0727 d \left(\frac{\rho_p}{\rho_f} - 1 \right) \left(\frac{d \rho_f}{\mu_e} \right)^2} - 1 \right] \quad (8)$$

Литература

1. <https://www.afs.enea.it/project/neptunius/docs/fluent/html/th/node1.htm>
2. Нигматулин Р.И. Динамика многофазных сред. -М.: Наука, 1987. -Т.1. 464с.; -Т.2. -360с.
3. Chien,S.F. Settling Velocity of Irregularly Shaped Particles // SPE paper. -1993. -№ 26121.
4. Iyoho, A. W., Horeth II, J. M., & Veenkant, R. L. A Computer Model for Hole-Cleaning Analysis // Society of Petroleum Engineers. -1988. -№.9. doi:10.2118/16694-PA

О МАТЕМАТИЧЕСКОМ МОДЕЛИРОВАНИИ НЕСТАЦИОНАРНЫХ ГАЗОЖИДКОСТНЫХ
ПОТОКОВ: МОДЕЛЬ ГАЗОПРОЯВЛЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

И.А. Кнауб

Научный руководитель - профессор, д.ф.-м.н. С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Большое количество тепло- и гидрогазодинамических проблем в отраслях промышленности таких, как энергетическая, химическая, нефтегазовая, а также в машиностроении связано с необходимостью детального анализа газожидкостных потоков, т.к. часто они представляют собой рабочее тело промышленных аппаратов и устройств. Процессы переноса в газожидкостных системах нетривиальны из-за нелинейности конвективно-диффузионных механизмов и переменности состава и теплофизических свойств гетерогенной смеси. Многие результаты таких потоков получены экспериментальными методами и ждут своего обобщения на полные условия функционирования систем. Вследствие чего проблемы гидродинамики в многофазных средах очень популярны среди инженеров-нефтяников. Такие потоки в задачах нефтегазовой отрасли встречаются при: транспортировке углеводородов на месторождениях без использования сепараторов; разработке нефтегазового месторождения фонтанным способом, а также при бурении с использованием газированного бурового раствора. В технологических нефтехимических процессах формируются различные смеси нефти и газа. Они могут образовываться на всем пути следования углеводородного сырья от забоя скважины до конечного потребителя. Наш опыт показывает, что при функционировании специального оборудования выделяют частные случаи газожидкостных потоков – газопроявления при бурении скважин. Наблюдение этих процессов объясняется как технологическими причинами, так и геологическими. Заметим, что такие потоки могут вызвать нежелательные техногенные последствия, создающие опасность для окружающей среды, рабочего персонала. Предупреждение и прогноз тяжелых последствий требует больших усилий, экономических затрат, вложений денежных средств и других ресурсов, сил, чтобы избежать, например, случаев перерастания газопроявлений в неконтролируемые газовые фонтаны. Поэтому детальные исследования поведения газожидкостных потоков во внутренних системах очень актуальны у специалистов. Кроме того, библиографический анализ рассматриваемых проблем в других областях позволяет утверждать, что в атомной и тепловой энергетике проблемы прогноза течений газожидкостных смесей в различных трубопроводных сетях более тщательно изучены. Существует большое количество научных трудов, в которых рассматриваются теплродинамические процессы в смесях. Некоторые ученые посвятили большую часть своих работ именно газожидкостным потокам. К ним относятся: Нигматулин Р.И. [4], Кутателадзе С.С. [1] и Накоряков В.Е. [2, 3]. Отметим, что пионерские работы по математическому моделированию гидродинамики газожидкостных потоков дали серьезный импульс развитию задач НГО.

Цель работы: проанализировать положения к построению физико-математической модели процесса газопроявления, образующегося при бурении скважин; дать анализ перспектив применения модели к практическим расчетам; оценить результаты прогноза процессов в газожидкостных течениях, происходящих в вертикальных трубах.

Фундаментальные положения. Физико-математическое моделирование газопроявлений в системе “скважина-пласт” проводится в рамках уравнений: фильтрации углеводородов (газа и нефти) для оценки распределения газа в пласте, а также уравнений законов сохранения массы, энергии и импульса распределения фаз, представленных в нестационарной форме. Данные уравнения формулируются в рамках механики неоднородных многофазных сплошных сред определенного объема V , который ограничен фиксированной площадью S .

Так, уравнения баланса массы и импульса i -ой фазы имеют общий вид [4]:

$$\int_V \frac{\partial \bar{\rho}_i}{\partial t} dV = - \int_S \bar{\rho}_i v_i^n dS + \int_V \sum_{j=1, j \neq i}^N J_{ji} dV \quad (1)$$

$$\int_V \frac{\partial \bar{\rho}_i v_i}{\partial t} dV = - \int_S \bar{\rho}_i v_i v_i^n dS + \int_S \sigma_i^n dS + \int_V \bar{\rho}_i g_i dV + \int_V \sum_{j=1, j \neq i}^N P_{ji} dV \quad (2)$$

где $i=1..N$ – определяет фазу, $\bar{\rho}_i$ – приведенная плотность, J_{ji} – интенсивность перехода массы фаз (за определенную единицу времени t в фиксированном объеме V), P_{ji} – интенсивность обмена импульсом между фазами, σ_i – тензор напряжений i -ой фазы. В правой части уравнения баланса импульса второе слагаемое соответствует действию поверхностных сил, третье – влиянию массовых сил.

Интенсивность обмена импульсом между j -ой и i -ой фазами может быть представлена в виде [4]:

$$P_{ji} = -P_{ij} = R_{ji} + J_{ji} v_{ji} \quad (3)$$

где R_{ji} – сила межфазного взаимодействия (отнесенная к единице объема V смеси), возникающая вследствие давлений и сил трения между фазами. Второе слагаемое отвечает за обмен импульсом вследствие фазовых превращений. Переход $j \rightarrow i$ приводит к тому, что из j -й фазы в i -ю уходит импульс $J_{ji} v_{ji}$, где v_{ji} может рассматриваться как скорость вещества i -й фазы на границе с j -й фазой. В суммарной силе межфазного взаимодействия с i -й фазой можно выделить составляющую из-за расширения *трубки тока* фазы (см. детали в [4]), равную $p \nabla a_i$:

$$\sum_{j=1}^N R_{ji} = p \nabla \alpha_i + \sum_{j=1}^N F_{ji} \quad (4)$$

Здесь α_i — объемная концентрация i -й фазы. Составляющая F_{ji} будет зависеть от скоростной неравномерности между фазами, она будет возрастать с увеличением скорости проскальзывания $u_s = u_j - u_i$. В дальнейшем величину F_{ji} будем называть межфазным трением.

Отдельные положения физической модели исследуемого процесса представлены на рис. 2. Математическая модель (с уравнениями (1) – (4)), позволяет описывать процесс газопроявления при бурении скважин и давать заключения о недопустимости возникновения грифонов (см. рис. 1).

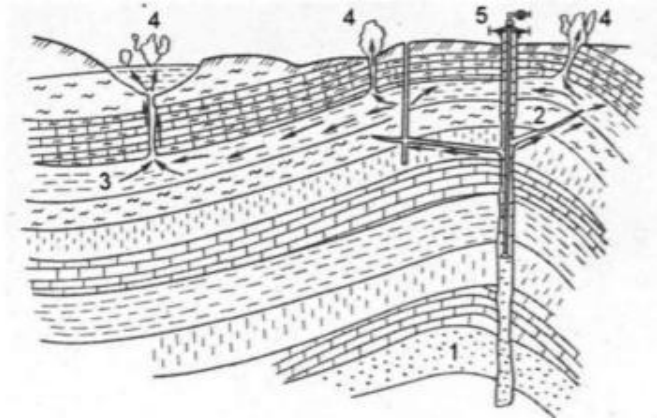


Рис. 1 Схема возникновения грифонов. 1 - газовый пласт, 2 - трещины ГРП, 3 - проницаемый пласт, 4 - грифоны, 5 - скважина.

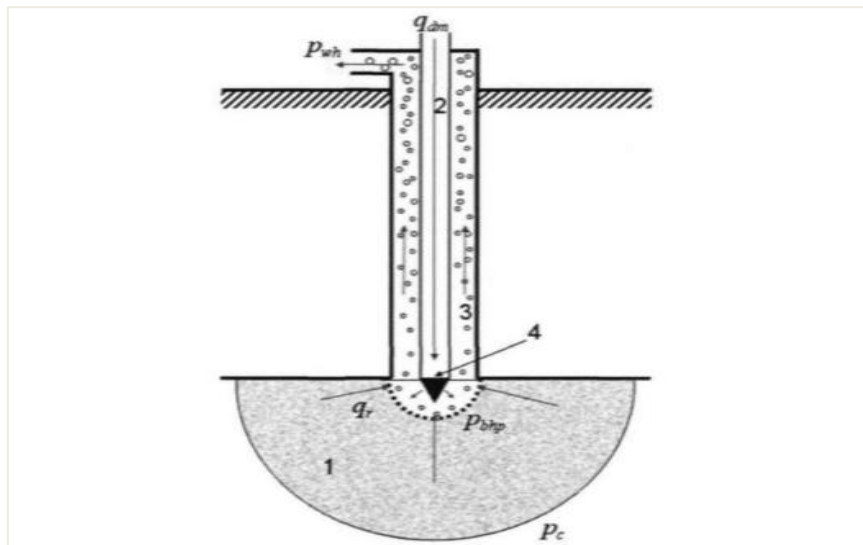


Рис.2 Модель газопроявления

1 - газовый пласт, 2 - колонна буровых труб, 3 - затрубное пространство, 4 - буровое долото

Литература

1. Кутателадзе С.С., Стырикович М.А. Гидродинамика газожидкостных систем. М.: Энергия. -1976.
2. Накоряков В.Е., Покусаев Б.Р., Шрейбер И.Р. Распространение волн в газо- и парожидкостных средах. – Новосибирск. Наука, 1983. -238с.
3. Накоряков В.Е., Соболев В.В., Шрейбер И.Р. Длинноволновые возмущения в газожидкостной смеси // Изв. АН СССР. МЖГ. -1972. -№5.
4. Нигматулин Р.И. Динамика многофазных сред. Т.1,2. -М.: Наука, Гл. ред. Физ- мат литературы. -1987.-470с.

ТЕХНОЛОГИЯ ПРОЦЕССА СЕПАРАЦИИ И ПОВЫШЕНИЯ СТЕПЕНИ ИЗВЛЕЧЕНИЯ
КОНДЕНСИРУЮЩИХ УГЛЕВОДОРОДОВ ИЗ НЕФТЯНОГО ГАЗА

А.А. Кудешов

Научный руководитель: профессор, д.ф.-м.н. С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Аннотация. Анализируются возможности установки подготовки нефти на нефтегазоконденсатном месторождении, представлены оценки эффективности процесса подготовки нефти при возврате легких конденсирующихся углеводородов из газа в нефть. В процессе исследования проведено изучение влияния возврата газового конденсата в нефть перед ступенями сепарации. Рассмотрено моделирование фазовых превращений углеводородных систем с помощью уравнения состояния Пенга-Робинсона, а также два варианта подачи легкого газового конденсата в нефть: перед первой ступенью сепарации и перед второй ступенью сепарации. Выбрана подача легкого газового конденсата в нефть перед первой ступенью сепарации, как наилучший вариант. Значимость работы заключается в возможности рационального использования нефтяного газа и повышении качества нефти.

Ключевые слова: сепарация, уравнение состояния Пенга-Робинсона, нефть, газ, сепаратор, коэффициент сверхсжимаемости, конденсат, UniSim Design.

В сложившихся экономических условиях и осложнениях при добыче углеводородного сырья, нефтегазодобывающие компании всё чаще ищут пути уменьшения затрат и увеличения прибыли за счет сокращения расхода ресурсов или оптимизации технологических процессов. К тому же, глубина бурения современных скважин с каждым десятилетием становится всё больше, количество трудноизвлекаемых запасов увеличивается, следовательно, рентабельность нефтегазодобычи уменьшается.

Поэтому технологии по увеличению эффективности нефтегазодобывающих производств становятся одними из наиболее актуальных на данный момент.

Объектом исследования является установка подготовки нефти на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении.

Целью работы является оценка эффективности процесса подготовки нефти при возврате легких конденсирующихся углеводородов из газа в нефть.

Для достижения этой цели поставлены следующие задачи:

- анализ действующей технологии подготовки нефти
- исследование влияния возврата газового конденсата в нефть перед первой и второй ступенями сепарации
- оценка технологической и экономической эффективности предлагаемой технологии.

Технология подготовки нефти Казанского месторождения заключается в трехступенчатой сепарации для отделения газа и обезвоживании.

Газ первой и второй ступеней сепарации уходит в газовый сепаратор для отделения капельной жидкости, а затем на газоконденсаторную станцию, используется для собственных нужд или утилизируется на факеле высокого давления. Газ конечной ступени сепарации уходит на факел низкого давления.

После компримирования дальнейшая транспортировка газа сопровождается выпадением конденсата, то есть степень извлечения конденсирующихся углеводородов недостаточна. Газ конечной ступени сепарации полезно не утилизируется. Поэтому появляется задача увеличения степени извлечения конденсирующихся углеводородов из газа на установке подготовки нефти.

Для достижения своей цели решено было проверить эффективность данной технологии на казанской нефти, путем технологического моделирования в среде программного комплекса UniSim Design R460.

При разработке данного программного комплекса был сделан упор на работу с уравнением состояния Пенга-Робинсона:

$$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{a\alpha}{V^2-2bV-b^2}, \quad (1)$$

где P-давление смеси, МПа; R-универсальная газовая постоянная, Дж/(моль/К); T-температура, К; V-молярный объем, м³/кмоль; a,b,α-параметры.

Было исследовано три варианта работы данной схемы:

1. Без возврата легкого газового конденсата в нефть, то есть 3 ступени сепарации, компримирование газов второй и конечной ступеней сепарации, их охлаждение, отделение конденсата и смешение с газом первой ступени сепарации.
2. Подача легкого газового конденсата производится перед первой ступенью сепарации
3. Подача легкого газового конденсата производится перед второй ступенью сепарации.

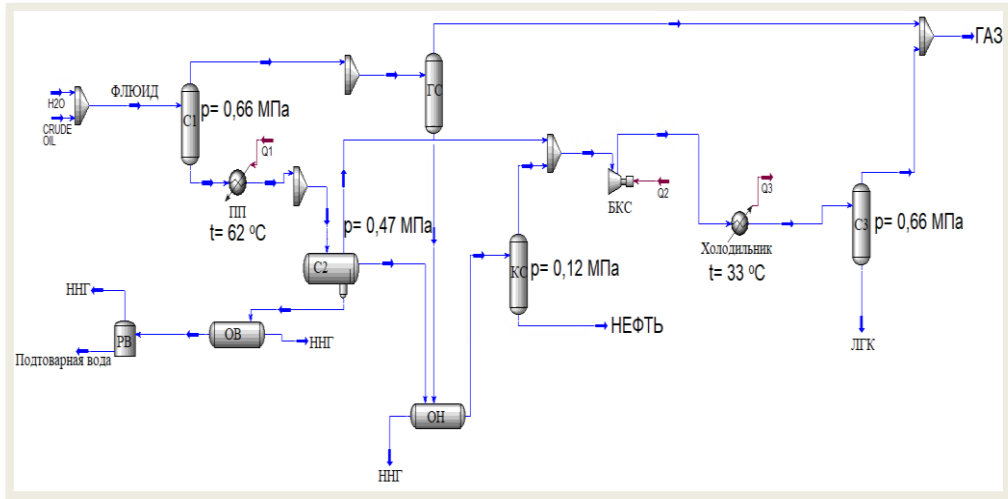


Рис. 2. Моделирующая схема процесса подготовки нефти

По результатам исследования установлено:

- газовый фактор при возврате ЛГК в нефть увеличивается;
- давление насыщенных паров нефти с возвратом легкого газового конденсата, увеличивается, но не превышает нормативного значения 66,7 кПа;
- выход товарной нефти увеличивается. При подаче легкого газового конденсата на первую ступень сепарации прирост выхода товарной нефти наибольший и составляет 1% или 420т/год;
- молярная масса нефти уменьшается значит нефть становится более легкой, при подаче лгк на первую ступень сепарации это более заметно.

Компонентный состав нефти и газа объясняет эти показатели. В нефти: уменьшается доля тяжелых углеводородов С6+ и легких, а доля средних увеличивается, что и приводит к уменьшению молярной массы. В газе уменьшается доля легких углеводородов метана и этана, доля оставшихся увеличивается что объясняет увеличение молярной массы газа.

Литература

1. Дунюшкин И.И. Сбор и подготовка скважинной продукции нефтяных месторождений: учеб. пособие / И.И. Дунюшкин. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006. – 320 с.
2. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России / А.И. Гриценко, В.А. Истомина, А.Н. Кульков, Р.С. Сулейманов – М.: Недра, 1999. – 473 с.
3. Справочник инженера по подготовки нефти / Лебедев А.Е., Кан А.В., А.Е. Андреев, Л.В. Лушникова – Нефтеюганск, 2007. – 299с
4. Каспарьянц К.С. Процессы и аппараты для объектов промышленной подготовки нефти и газа / К.С. Каспарьянц, В.И. Кузин, Л.Г. Григорян – М.: Недра, 1977. – 254 с.
5. Сбор и подготовка продукции нефтяных скважин: курс лекций / Л.В. Шишмина – Томск, 2011 – 145 с.
6. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. / Г.С. Лутошкин – М.: Недра, 1979. – 318с.
7. Дегтярев Б.В. Борьба с гидратами при эксплуатации газовых скважин в районах Севера / Б.В. Дегтярев, Г.С. Лутошкин, Э.Б. Бухгалтер – М.: Недра, 1969. – 120 с.
8. Технологический регламент установки подготовки нефти ЦДПНГИК Казанского НГКМ.
9. Гуревич Г.Р., Брусиловский А.И. Справочное пособие по расчету фазового состояния и свойств газоконденсатных смесей. М.: Недра, 1984. 264 с.
10. Степанова Г.С. Фазовые превращения углеводородных смесей газоконденсатных месторождений. М.:Недра, 1974. 224 с.
11. Гуревич Г.Р., Ширковский А.И. Аналитические методы исследования парожидкостного состояния природных углеводородных газов // ОИ, сер.: Добыча.М.: ВНИИОЭНГ, 1975. 135 с.
12. Schlijper A.G. Simulation of compositional processes: the use of pseudocomponents in equation-of-state calculations // SPE Reservoir Eng. 1986. 1. No. 5. P. 441-452.
13. Gonzales E., Colonomos P., Rusinek J. A new approach for characterising oil fractions and for selecting pseudocomponents of hydrocarbons // J. Can. Petrol. Technol. 1986. 25, No. 2. P. 78-84.
14. Coats K.H., Smart G.T. Application of regression-based EOS PVT program to laboratory data // SPE Reservoir Eng.. 1986. 1. No. 3. P. 277-299.
15. Brule M.R., Kumar K.H., Watansiri S. Characterisation methods improve phase-behavior predictions // Oil and Gas J. 1985. 83, No. 6. P. 87-93.
16. Гиматулинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. М.: Недра, 1982. 311 с.
17. Степанова Г.С. Фазовые превращения в месторождениях нефти и газа. М.: Недра. 1982. 192 с.
18. Уэйлес С. Фазовые превращения в химической технологии. М.: Мир, 1989.
19. Peng D.Y., Robinson D.B. A new two-constant equation of state // Ind. Eng. Chem. Fundam. 1976. V. 15. P. 59-64.

ПРОЦЕССЫ ФИЛЬТРАЦИИ, СЕПАРАЦИИ, ОЧИСТКИ ЖИДКОСТЕЙ И ГАЗОВ С
ПРИМЕНЕНИЕМ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ НА ОСНОВЕ СВОЙСТВ МЕХАНИЧЕСКОЙ
«СТОЯЧЕЙ ВОЛНЫ»

А.А. Кузнецов

Научный руководитель - С.Н. Харламов

Научный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Аннотация. Объект исследования статьи - явление «стоячей волны», предметом исследования выступают свойства механической «стоячей волны» в процессах фильтрации, сепарации, очистки жидкостей и газов с применением современных технологий на основе этих свойств. Автором сделан вывод о применимости современных устройств, основанных на свойствах стоячих волн.

Ключевые слова: когерентность, интерференция бегущая волна, стоячая волна, фильтрация, волновод

Если механические бегущие волны заключить в волновод (трубу), то в волноводе будут распространяться бегущие волны давления и если организовать встречные когерентные волны давления, то возможно образование стоячих волн давления (СВ) внутри волновода, а поскольку это также процесс волновой, то и здесь уместно использовать понятие интерференции, на этот раз, для волн давления, т.е. «стоячая волна» в волноводе это интерференция бегущих волн давления».

При образовании СВ в волноводе происходит фиксированное распределение давления по длине волновода, которое можно использовать для разработки различных технологий. Например - очистка жидкостей (газов) без применения фильтров, реактивное движение морских судов (без применения винтов) и др.

Изучим распределение энергии в случае явления «стоячей волне». Метод исследования - математическое моделирование на основе физических характеристик СВ.

Предположим, что в гомогенной изотропной среде образовалось устойчивая продольная стоячая волна, вид которой характеризуется следующей зависимостью:

$$\chi = 2A_0 \sin\left(2\pi \frac{x}{\lambda}\right) \cos(\omega t)$$

В дальнейшем представим элементарный объём, в силу малого размера которого можно принять следующие допущения. Во-первых, деформация однородна. Во-вторых, скорость колебательного движения частиц принимается одинаковой. Опишем кинематическую энергию такого элементарного объема:

$$\Delta E_k = \frac{m}{2} \left(\frac{d\chi}{dt}\right)^2 = \frac{\rho}{2} \left(\frac{d\chi}{dt}\right)^2 \Delta V$$

Продифференцировав по времени и подставив в формулу, получим:

$$\Delta E_k = 2\rho A_0^2 \omega^2 \sin^2\left(2\pi x/\lambda\right) \sin^2(\omega t) \Delta V$$

Из последнего выражения следует, что E_k заданного элементарного объема будет описываться периодической функцией. Так как, в волне существуют точки «узлы E_k », в которых энергия равна нулю для любого рассматриваемого момента времени ($\sin^2\left(2\pi \frac{x}{\lambda}\right) = 0$), и точки «пучностей», характеризующих пиковые значения E_k ($\sin^2\left(2\pi \frac{x}{\lambda}\right) = 1$), мы можем описать их координаты. Для пучностей ΔE_k совпадают с координатами пучностей смещения стоячей волны, а координаты узлов совпадают с координатами узлов смещения стоячей волны.

Потенциальная энергия выделенного объема:

$$\Delta E_n = \frac{E \varepsilon^2}{2} \Delta V = \frac{E}{2} \left(\frac{d\chi}{dx}\right)^2 \Delta V$$

Подставив сюда выражение:

$$\frac{d\chi}{dx} = 4\pi \frac{A_0}{\lambda} \cos\left(2\pi \frac{x}{\lambda}\right) \cos(\omega t)$$

и принимая во внимание, что $E = v^2 \rho$, $v = \lambda \nu$, а $2\pi \nu = \omega$, выводим итоговую закономерность для потенциальной энергии выделенного объема:

$$\Delta E_n = 2\rho A_0^2 \omega^2 \cos^2\left(2\pi x/\lambda\right) \cos^2(\omega t) \Delta V$$

Последнее выражение показывает, что по аналогии с кинетической энергией потенциальная энергия стоячей волны также описывается периодической функцией такого же периода. Сопоставив зависимости функций энергии определяем, что изменения кинетической и потенциальной энергии сдвинуты во времени на четверть периода ($T/4$), когда как для бегущей волны оба вида энергии изменяются в одной фазе. Потенциальная энергия выделенного объема имеет также узлы и пучности.

В программной среде Excel смоделируем ситуацию. Для $x \geq 0$ и фиксированном времени ($t = \text{const}$), рассмотрим распределение кинетической и потенциальной энергии. Зададим исходные данные приведены (табл.1). Учитываем, что длина рассматриваемого участка должна быть кратна $\lambda/2$.

Таблица 1

Исходные данные

| Исходный параметр | ρ | A | ω | λ |
|-------------------|-----------------------|-------|-----------|-----------|
| Значение | 860 кг/м ³ | 0,1 м | 0,52 рад. | 2 м |

Изменяя значения x на 0,1 м проведем расчёты E_k и E_p по приведенным ранее формулам, результаты расчётов отразим на графике (рис.1).



Рис.1 График распределения энергии

Данные свойства СВ позволяют использовать их в устройствах для фильтрации. Практическое функционирование основывается на его конструкции (учитывающей месторасположение узлов и пучностей энергии), а именно на том, что в устройстве для фильтрации жидкости или газа от примесей, имеющем как минимум одно входное устройство подачи фильтруемой жидкости или газа размещено на корпусе устройства в области узла давления генерируемой стоячей волны, минимум одно выходное устройство подачи отфильтрованной жидкости или газа расположено в области пучности максимального давления (P_{\max}) стоячей волны, минимум одно выпускное устройство отвода механических примесей расположено в зоне пучности минимального давления (P_{\min}) стоячей волны.(рис.2)

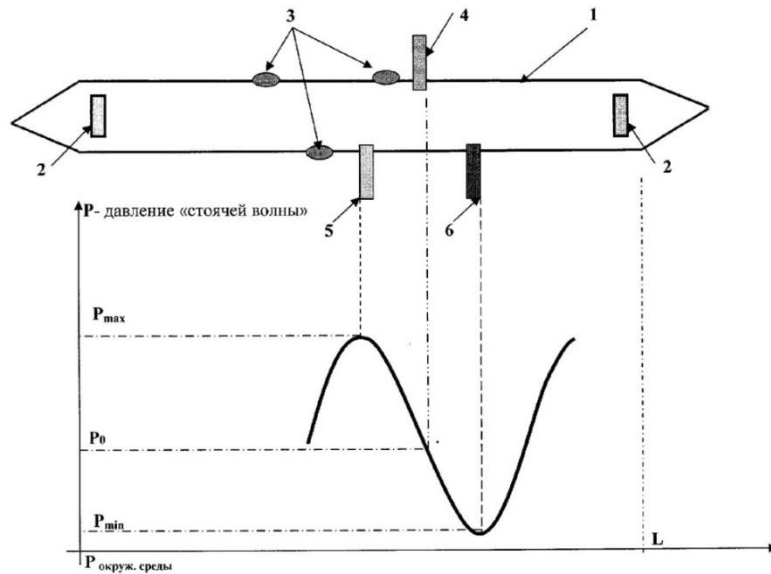


Рис.2 Устройство для очистки жидкости или газа

Литература

- Исакович, М.А. Общая акустика / М.А. Исакович – М.: Наука, 1973. – 496 с.
- Кречмер С. И., Ржевкин С. Н. Исследование волновых процессов по методу моделей с применением ультразвуковых волн //Успехи физических наук. – 1937. – Т. 18. – №. 5. – С. 1-10.
- Лепендин, Л.Ф. Акустика: Учеб. пособие для вузов / Л.Ф. Лепендин – М.: Высшая школа, 1978. – 448 с.
- Моргалюк В. Д. Источник когерентных бегущих волн давления для жидкостей или газов. – 2017.
- Пейн Г., Колоколов А. А. Физика колебаний и волн: Пер. с англ. – Мир, 1979.
- Хайкин, С.Э. Физические основы механики / С.Э. Хайкин – М.: Наука, 1962. – 772 с.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ НЕФТЕДОБЫЧИ ПРИ АКУСТИЧЕСКОМ ВОЗДЕЙСТВИИ

О.А. Курасов

Научный руководитель - профессор, д.ф.-м.н. С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. Акустические методы стимулирования добычи нефти основаны на физических процессах, которые происходят или создаются в призабойной зоне скважины (ПЗС) под воздействием ультразвуковой (УЗ) интенсификации, основным из которых является нелинейное взаимодействие волны с жидкостью и породой проницаемого коллектора. УЗ, обеспечивающий стимуляцию процессов тепломассопереноса, помогает повысить производительность различных технических систем, снизить их энергоемкость и улучшить качество конечного нефтяного продукта.

УЗ технологии, являясь одними из наиболее перспективных альтернативных методов воздействия на жидкость, наименее электрозатратными, экологически чистыми и безопасными средствами, способствуют изменению реологических свойств нефтей как в скважине, так и на поверхности: в процессах нефтеизвлечения и транспорта нефти, очистки нефтяного оборудования от различного вида загрязнений и отложений, удаления парафиновых УВ из керосиново-газойлевых и масляных фракций и повышению качества конечного нефтепродукта, путем его обессеривания и обезвоживания [1,6].

Успех применения акустической стимуляции призабойной зоны пласта из скважины зависит от величины пористости и проницаемости, динамической вязкости жидкости, величин пластовых давлений и температур, а также динамику дебита добывающих нефтяных скважин [1,5].

Цель исследования заключается в анализе современных методов АВ на процессы транспорта и добычи нефти, а также построении физико-математической модели, отражающей результативность и долговременный эффект теплового механизма при АВ на пористую среду и его влияния на технологические процессы.

Снижение интенсификации добычи нефтепродукта, а также рост доли добываемой высоковязкой нефти и ее дальнейший магистральный транспорт, обуславливают необходимость в создании и внедрении передовых технологий по АВ на ПЗС при решении проблем нефтегазового комплекса.

УЗ, воздействуя на тяжелую нефть, вызывает кавитационный эффект - образование «пузырьков-зародышей» и их последующее схлопывание в жидкой среде. Результатом такого процесса является разложение парафинов, что впоследствии приводит к изменению физико-химические свойства нефтяных дисперсных систем [4].

Моделирование. Одним из эффектов, экспериментально наблюдаемых в акустическом поле, является изменение динамической вязкости нефти, обусловленное разрушением циклических структур ввиду интенсивных колебаний. Другим - акустические потоки в жидкости, заключающиеся в передаче импульса волны поглощающей среде, который приводит флюид в движение [3].

Интенсивность УЗ, время обработки и частота возмущений - основные факторы, влияющие на темпы снижения динамической вязкости нефти, а температура испытания, режим работы излучателя волн и время расчётов являются вторичными факторами.

Предполагается, что в рамках рассматриваемой модели пластовый флюид, заполняющий пористую среду коллектора, состоит из фракций легких и тяжелых углеводородов (УВ). Концентрации фракций находятся в равновесном термодинамическом балансе, характеризующиеся равновесной концентрацией примеси C^* , которая, под действием акустической стимуляции или фильтрации, изменяется и приводит к стремлению текущей концентрации примеси C к ее равновесному значению (при условии изменения поля давления из-за возникновения разности пластового давления и давления у забоя скважины, т.е. депрессии на пласт во время разработки скважины) [2].

Акустическая стимуляция пласта из скважины приводит к росту равновесной концентрации примеси и ее преобладанию над текущей, в результате чего улучшается скорость фильтрации нефти в окрестности скважины и удаляются мешавшие фильтрации коагулированные частицы. Причина этого – разогревающий окружающую среду и сам флюид тепловой источник, распределенный в окрестности скважины, вследствие поглощения УЗ волн.

В рамках рассматриваемой модели поведения скорости притока флюида к скважине при акустическом воздействии (АВ) необходимо учитывать поведение флюида без акустической обработки и при условии волнового воздействия.

Линеаризованное по давлению уравнение для фильтрации пластовой жидкости примем в виде [1-6]:

$$m \cdot \frac{\partial P}{\partial t} = \operatorname{div} \frac{k \cdot \rho_0 \cdot c^2}{\eta} \cdot \operatorname{grad} P, \quad (1)$$

где η - коэффициент динамической вязкости флюида (Па·с), P - давление (МПа), ρ_0 - плотность флюида (кг/м³), c - скорость звука (м/с), m - пористость среды.

Уравнение для переноса концентрации тяжелых УВ примесей в пластовой жидкости используем в виде [1-6]:

$$\frac{\partial C}{\partial t} + \vec{V} \cdot \nabla C = \frac{1}{\tau_c} \cdot (C - C_*(P, T)) + \Delta C, \quad (2)$$

где D - коэффициент диффузии ($\text{м}^2/\text{с}$), C - текущая концентрация примеси УВ ($1/\text{м}^3$), C_* - равновесная концентрация примеси ($1/\text{м}^3$), \vec{V} - скорость фильтрации (переноса) флюида ($\text{м}/\text{с}$), τ_c - время осаждения или растворения примеси (с).

Уравнение скорости изменения радиуса пор [1-6]:

$$\frac{dR}{dt} = -\frac{1}{2} \cdot R \cdot \left(\frac{\rho_f^0}{\rho_s} \right) \cdot \left(\frac{C - C_*}{\tau_c} \right), \quad (3)$$

где R - радиус скважины (м), ρ_s - плотность твёрдой УВ фазы ($\text{кг}/\text{м}^3$), ρ_f^0 - начальная плотность жидкости ($\text{кг}/\text{м}^3$).

Динамика изменения процесса «осаждения-растворения» примеси тяжелой фракции УВ при заданных температуре и давлении осуществляется по причине распространения температурного поля и его дальнейшей релаксации. Помимо этого, из-за малой скорости изменения пористости во времени, происходит изменение распределения поля давления в потоке пластового флюида при волновой стимуляции ПЗП из скважины. Апробация результатов осуществлялась с помощью погружного скважинного источника УЗ колебаний мощностью 1 кВт, расположенного ниже узла забора жидкости [2].

Обсуждение. На рисунке 1 отражено изменение распределения с некоторой плотностью в окрестности первого десятка сантиметров от скважины источников тепла, в условиях волнового воздействия источником УЗ колебаний в течении 10 часов, рассмотренное для упругой среды с поглощением и проницаемой среды Био, повышение температуры которого на небольшом удалении от скважины составило около 10°C .

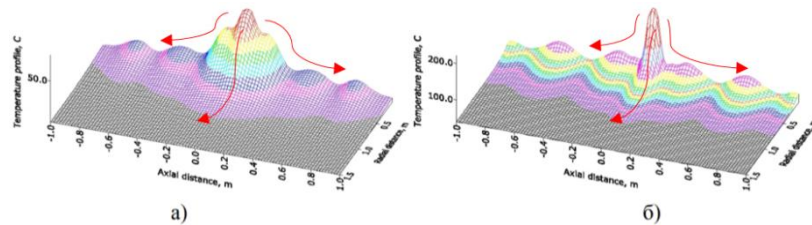


Рис. 1 Распределение температурного поля на расстоянии 0,5 м от скважины после 10 часовой обработки: а) упругая среда б) проницаемая среда Био (Максимов Г.А., Радченко А. В.) [2].

При рассмотрении модели проницаемой среды Био величина теплового прогрева призабойной зоны, превышающего сотен градусов, намного больше величины распределения температурного поля для упругой среды. С одной стороны, это должно обеспечить гораздо более интенсивное распространение тепловых источников и прогрев внешней среды, но опытно промышленные эксперименты не подтверждают этого. Одна из причин кроется в том, что в рамках этой модели при расчете диссипируемой акустической энергии нужно учитывать только открытую пористость, другая вызвана частичной перфорацией зоны между пластом и скважиной.

Рассматриваемая модель учитывает механизм медленной коагуляции в призабойном пространстве; следовательно, это также позволяет изучать альтернативные механизмы волновой стимуляции скважин [2].

Заключение. Ни один из ныне существующих физических способов повышения продуктивности ПЗП не был полностью изучен, несмотря на очевидную потребность в полевой геофизике, направленной на получение новых данных о составе и свойствах нефтяных ДС различной природы до и после акустической обработки ПЗС, по причине недостаточного понимания физических процессов, происходящих в пластах-коллекторах. На основании проведенного обзора можно сделать вывод, что с точки зрения эффективности, доступности и экономичности технологии АВ, позволяющие без значительных энергетических затрат перестраивать структуру вещества, являются наиболее перспективными в процессах интенсификации нефтедобычи. В связи с этим сравнительное исследование нефтяных дисперсных систем до и после УЗО представляет научный и практический интерес.

Литература

1. Ануфриев Р. В., Волкова Г. И. Влияние ультразвука на структурно-механические свойства нефтей и процесс осадкообразования //Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. - 2016. - Т. 327. - №. 10.
2. Максимов Г. А., Радченко А. В. Моделирование интенсификации нефтедобычи при акустическом воздействии на пласт из скважины //Акустический журнал. - 2005. - Т. 51. - №. 5. - С. 118-131.
3. Максимов Г. А., Радченко А. В. Роль нагрева при акустическом воздействии на пласт //Геофизика. - 2001. - №. 6. - С. 38-46.
4. Муллакаев М. С. и др. Изучение воздействия кавитации на реологические свойства тяжелой нефти //Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. - 2011. - №. 5. - С. 24-27.
5. Муллакаев М. С. и др. Ультразвуковая технология повышения продуктивности низкодебитных скважин //Нефтепромысловое дело. - 2012. - №. 4. - С. 25-32.
6. Муллакаев М. С. Ультразвуковая интенсификация технологических процессов добычи и переработки нефти, очистки нефтезагрязненных вод и грунтов //Дис. докт. техн. наук. Московский государственный университет инженерной экологии. М. - 2011.

ЗАКОНОМЕРНОСТИ ГИДРОДИНАМИКИ И ТЕПЛОМАССОПЕРЕНОСА ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ
ЗАДАЧ В ПРИРОДЕ И ТЕХНИКЕ

Л.И. Лиинтин

Научный руководитель - профессор, д. физ-мат. н. С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. Отрывные течения являются широко распространенным типом течений как в природе, так и в технике. Экспериментальные и теоретические исследования структуры потока при течении различных типов выступов и впадин на оригинальных гладких поверхностях представляют значительный практический интерес, поскольку углубления и полости структурного или случайного происхождения встречаются на многих поверхностях, промышленных установок. При обтекании неровностей отрыв пограничного слоя, его присоединение часто сопровождается специфическими процессами, которые оказывают существенное влияние на интегральные параметры течения и теплопередачу [1-6]. Широкое распространение таких потоков в природе объясняет интерес инженеров-механиков к их анализу на протяжении многих лет. Поэтому рассматриваемая проблематика имеет множество публикаций. В частности, отмечается, что у специалистов популярны модели с двумя дифференциальными уравнениями для свойств турбулентности. Хотя им присущи некоторые недостатки, которые можно обойти введением нелинейных членов в соотношении Буссинеска для напряжений Рейнольдса [1-6]. Также отмечается, что одним из наиболее распространенных подходов моделирования пристеночных течений является использование метода пристеночных функций, демпфирующих функций, например, как в нелинейной низкорейнольдсовой модели вихревой вязкости (NLEVM).

Цель – анализ современного состояния исследования динамических и тепловых характеристик отрывных течений при обтекании неровностей типа прямоугольного одиночного выступа. Предполагается, что турбулентный поток воздуха обтекает поверхность плоской пластины и нагревается стенкой (подобно $q_{ст} = \text{const}$ в [6].)

Особенности моделирования. Для проведения численного исследования необходимо определить параметры, которые характеризуют гидродинамику и теплообмен путем решения системы дифференциальных уравнений, которые описывают процессы переноса массы, импульса и энергии с соответствующими краевыми условиями. Исследователи часто пользуются пакетом ANSYS FLUENT 15.0. Точность результатов следует оценивать путем сравнений с имеющимися экспериментальными данными, подобно методологии авторов [1, 2], где опыты сравниваются с результатами расчетов, полученных путем решения усредненных по Навье-Стоксу уравнений Рейнольдса. Последние замыкаются рядом моделей с двумя параметрами, относящимися к свойствам турбулентности, а также моделью для напряжений Рейнольдса. В такой постановке исследователи преследуют целью - исследовать особенности гидродинамики и тепломассопереноса. Для нас интересны сведения о гидродинамике и теплообмене при обтекании турбулентным потоком вязкой жидкости одиночного прямоугольного выступа, выполненные в [3] по схеме (см. ниже рис.1).

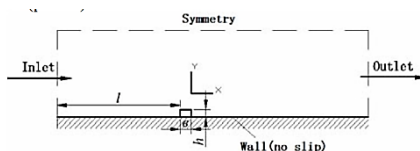


Рис.1 Схема расчетной области для прямоугольного выступа [3]

Замечание. Для решения проблемы замыкания уравнений движения необходимо связать тензор рейнольдсовых напряжений с тензором скоростей деформаций (* - соотношение Буссинеска).

$$-\overline{u_i' u_j'} = 2\nu_t S_{ij} - \frac{2}{3} \delta_{ij} k. (*)$$

Граничные условия: на входе в расчетную область (Inlet) задаются скорость и температура: $U_\infty = 15,3$ м/с, $T_\infty = 297,15$ К. они являются постоянными. Интенсивность турбулентности в невозмущенном потоке — 1 %. На выходе из расчетной области (Outlet) - условия непрерывности течения. На нижней стенке и поверхности выступа задается условие прилипания и постоянства теплового потока: $q_{ст} = 350$ Вт/м². На верхней границе - условие симметрии, стенка адиабатная. Для описания процессов в пристеночной области по высокорейнольдсовым моделям используется модифицированная пристеночная функция (Enhanced wall treatment). В таких положениях получены результаты [1-5], интересные для приложений решения задач НГО.

Так, для анализа поля температуры за выступом (рис. 2) рассмотрим данные [3]. Видно, что экспериментально полученные профили температуры за выступом в зоне смешения на границе между основным потоком и пристеночным течением (в зоне рециркуляции) имеют явно выраженный излом. В целом результаты расчетов основных профилей температуры, выполненных с помощью трех моделей турбулентности хорошо совпадают с экспериментальными данными [4].

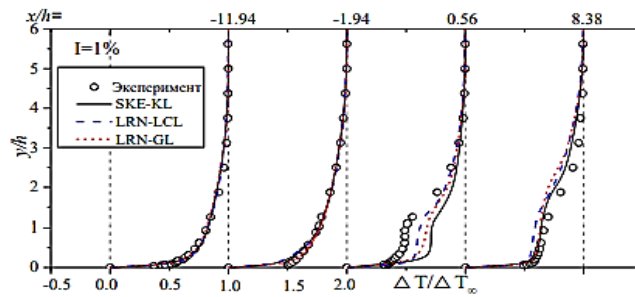


Рис. 2. Распределение средней температуры при обтекании одиночного прямоугольного выступа [3]

Для поля скоростей диапазон взаимного расположения выступа и сечений замера составляет $-11,94 < x/h < 20,88$. В [3] исследуемые характеристики рассчитывались в 11 сечениях. Экспериментальные и численные профили средних скоростей в исследованных сечениях показаны на рис. 3. Нетрудно видеть, что результаты расчетов основных динамических характеристик, выполненных с помощью всех моделей турбулентности, хорошо совпадают с экспериментальными данными [5]. Кроме того, за выступом в релаксационной зоне низкорейнольдсовая модель LRN-LCL обеспечивает более точное описание рассматриваемого режима течения, чем другие модели.

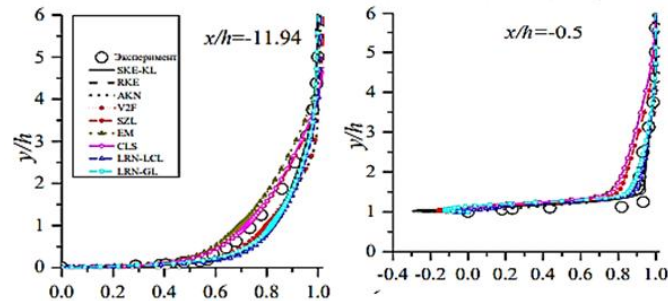


Рис. 3. Распределение средней скорости при обтекании одиночного прямоугольного выступа [3]

Заключение. Проведенный анализ результатов [1-5] показывает, что использование в расчетах нелинейных моделей турбулентности (особенно низкорейнольдсовой версии нелинейной модели — LRNLCL модель) и Гибсона—Лаундера (низкорейнольдсовой модификации) обеспечивает приемлемую для практики точность расчета динамических и тепловых характеристик отрывного течения. Профили температуры за выступом в зоне смещения на границе между основным потоком и пристеночным течением (в зоне рециркуляции) имеют явно выраженный излом. Это учитывается моделированием. Данные модели представляется опробовать при решении задач НГО о течении УВС в трубопроводах.

Литература

1. Afanasiev V.N., Kong D.H. Rectangular ribs in turbulent boundary layer on the initially smooth surface // Proc. of Intern. Conf. «Problems of Thermal Physics and Power Engineering», 2017. JPCS891. P. 1–7.
2. Афанасьев В.Н., Трифонов В.Л., Гетя С.И., Кон Д. Выступ в турбулентном пограничном слое // Машиностроение и компьютерные технологии. 2017. № 10. С. 13–35.
3. Афанасьев В.Н., Дехай Кон. Численное исследование гидродинамики и теплообмена при обтекании прямоугольного выступа с использованием нелинейной k-ε модели турбулентности // Труды Седьмой Российской национальной конференции по теплообмену: 2018. — 454 с.
4. Белов И.А., Исаев С.А. Моделирование турбулентных течений. СПб.: БГТУ, 2001. -107 с
5. Craft T.J., Launder B.E., Suga K. Development and application of a cubic eddy-viscosity model of turbulence // Int. J. Heat and Fluid Flow. -1996. No. 17. P. 108–115.
6. Кон Дехай Влияние геометрии турбулизирующих пористых вставок на фактор аналогии Рейнольдса: диссертация . кандидата технических наук : 01.04.14 - Москва 2019

ДВИЖЕНИЕ ТЯЖЕЛОГО ГАЗА В ПРИЗЕМНОМ СЛОЕ АТМОСФЕРЫ

М.Н.Новиков, А.С. Карсаков

Научный руководитель - профессор, доктор физ. –мат. наук Харламов С. Н.
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Аннотация. В статье критически анализируются современные известные сведения [1-4] о движении промышленных выбросов в приземном слое атмосферы на примере упрощенной модели тяжелого газа, которые могут составить предмет уточнений моделей для решения соответствующих задач в НГО. Также рассмотрено влияние начальной формы и наземных объектов на распространение облака выбросов. По оценкам влияния анализируются данные об эффективности предотвращения распространения облака.

Ключевые слова: выбросы, атмосфера, моделирование, динамика, тяжелый газ, математическая модель, приземный слой.

Цель – обсуждаются возможности математической модели распространения промышленного выброса по работам [1-4]. Рассмотрены рекомендации по использованию положений к моделированию задачи о выбросах при технологических процессах, сопровождающих НГ производство. Анализируются основные факторы распространения выбросов в атмосфере и проведен анализ эффективности методов предотвращения распространения выбросов в приземном слое атмосферы для рекомендации наиболее эффективных комбинаций к промышленному использованию в задачах НГО.

Введение. Загрязнение воздуха является одной из самых серьезных проблем в мире. Это относится к загрязнению атмосферы вредными химическими веществами или биологическими материалами. Новые научные исследования показали [1-4], что некоторые загрязнители могут наносить вред здоровью и благосостоянию населения даже на очень низких уровнях. В настоящее время большая часть нашего загрязнения окружающей среды является результатом сжигания ископаемого топлива для выработки электроэнергии и тепла, а также для питания транспортных средств. В результате сгорания образуются такие газы, как оксиды азота, диоксид азота и твердые частицы. Эти газы могут также вступать в реакцию с другими газами в воздухе с образованием вторичных загрязнителей, таких как озон. Данная проблема выявлена на глобальном уровне и требует решения.

Физическое содержание модели. При исследовании динамики выбросов наибольший вклад вносят натурные эксперименты, с их помощью можно получать более полные данные о процессах, протекающих в зонах выбросов, изучить особенности движения выбросов в тех или иных условиях. Из наиболее успешных экспериментов можно выделить работы M.Nielsen и J. McQuaid [3]. Но такие эксперименты стоят не малых денег, а также способствуют ухудшению экологической обстановки, альтернативным способом является моделирование процессов и использованием программных комплексов. Движение выбросов, как и других примесей, в атмосфере совершается на фоне процессов, которые способны привести к усложнению теоретических моделей. Необходимо учитывать процессы, возникающие при турбулентном переносе вещества, фазовые переходы, реакции взаимодействия выбросов с окружающей атмосферой. Но технологии не стоят на месте и к настоящему времени разработаны модели, которые описывают движение парогазокапельных систем и выбросов, содержащих водяной пар и конденсат. Но включение параметров, описывающих данные движения, может привести к большому объему численных схем, с которыми справится не каждая вычислительная машина. Однако, для модели движения тяжелого газа характерен ряд свойств, упрощающих модель процесса переноса выбросов в атмосфере. Одним из таких свойств является то, что распространение тяжелого газа происходит вдоль поверхности земли. Также следует отметить, что чем меньше разность плотностей выброса и окружающей атмосферы, тем быстрее происходит процесс расплывания облака выбросов. Эти свойства, характерные для тяжелого газа, позволяют рассматривать облако выбросов как сплошную среду, которая подвержена действия поверхностных и объемных сил. Наиболее простыми моделями являются гидростатические и бокс-модели [4].

При создании теоретической модели процессов движения тяжелого газа для полного описания процесса необходимо учитывать как ряд свойства окружающей атмосферы, так и свойства самого газа. Под действие данных факторов происходят процессы формирования и расплывания облака выбросов.

Представляют интерес для практики данные исследований [1-4]. В данном случае была рассмотрена модель распространения тяжелого газа по подстилающей поверхности. Движение газов сопровождается действиями силы тяжести, турбулентным перемешиванием с окружающей атмосферой. Физическая модель описывает облако, состоящее из смеси тяжелого газа и воздуха, данная смесь принимается за гомогенную среду, при этом тяжелый газ является химически устойчивым и фазовые переходы отсутствуют. При численном решении определяющих уравнений математической модели используется метод крупных частиц. Также принято в работах, что скорость окружающей атмосферы равна нулю. Таким образом, движение облака происходит в условиях штиля. Помимо этого, считается начальные температуры газа и окружающего воздуха равны [1]. Отдельные результаты [2], важные для уяснения сути процессов, приведены на рис. 1-3.

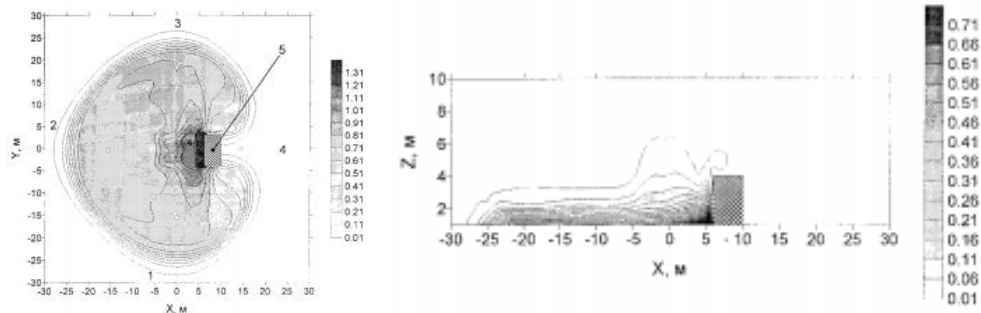


Рис. 1. Распространение облака при наличии одиночного строения [2].

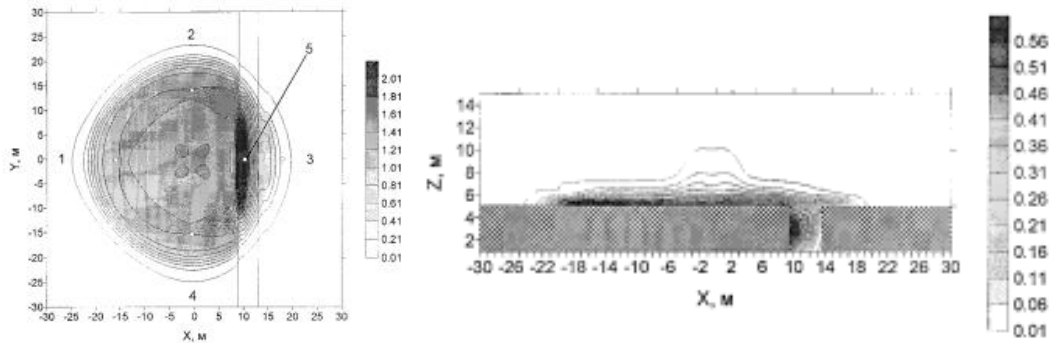


Рис.2. Распространение облака при наличии траншеи [2].

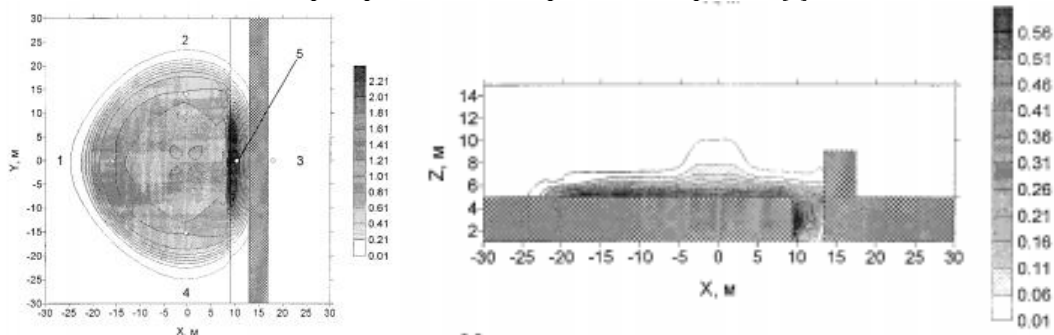


Рис.3. Распространение облака при наличии одиночного строения и траншеи [2].

Наш анализ материалов показывает, что в [1] было выяснено, что начальная форма облака не играет особой роли в динамике распространения облака газа, через некоторое время от начала выброса, границы облака приобретают округлые формы. Причиной этому является действием турбулентной вязкости, т.к. происходит интенсивное перемешивание, а значит и обмен импульсами между различными слоями.

Для выявления влияния наземных объектов на динамику распространения облака, в работе [2] было рассмотрено несколько видов препятствий, среди которых искусственный ров и ограждение в виде стены, а также их совместное применение. По рисункам 1-3 можно сделать вывод о том, что наиболее эффективным для решения соответствующих задач НГО является применения комбинированного использования ограждений. Также наличие рва способствует отложению газа, плотность которого выше воздуха, внутри него. Для дополнительной защиты с целью предупреждения распространения облака за ров, рекомендуется также установить за рвом сплошную стену.

Таким образом, следует иметь в виду, что в условиях штиля основным фактором распространения выбросов будет разность плотностей смеси и воздуха. Выброс будет продолжать распространение до выравнивания плотностей с окружающей атмосферой. Наибольшую эффективность при остановке движения фронта выброса показала комбинация рва и ограждения, расположенного непосредственно за рвом. Возможно, стоит рассмотреть данную комбинацию к практическому применению.

Литература

1. Баянов И.М. Динамика многофазных выбросов в приземном слое атмосферы // Диссертация на соискание ученой степени доктора физико-математических наук – Уфа, 2007, – С. 23
2. Баянов И.М., Гильмуллин М.З., Шагапов В.Ш. Расчет растекания тяжелого газа вдоль земной поверхности по трехмерной модели. // Прикладная механика и техническая физика, 2003, т. 44, №6, - С . 130-139.
3. McQuaid J., Observations of the current status of field experimentation on heavy gas dispersion.// In G. Oomsand H.Tennekes. Atmospheric Dispersion of Heavy Gas and small Particles, - 1983, pp.241-265
4. Witlox H.W.M. The Hegadas model for ground-level heavy-gas dispersion - I. Steady-State model.// Atmos. Environ., 1994, V.28(18), pp.2917-2932.

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕМПЕРАТУРНОГО ПОЛЯ ПОГРУЖНОГО ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯ ПРИ
ИЗМЕНЕНИИ ЕГО РЕЖИМА РАБОТЫ И НАЛИЧИИ ОСЛОЖНЯЮЩИХ ФАКТОРОВ**

Т.Г. Полякова

Научный руководитель - профессор, доктор физ. –мат. наук С.Н. Харламов
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Аннотация. Около 80% добычи нефти в России осуществляется с помощью погружных электроцентробежных насосов (ЭЦН) [1]. Установки ЭЦН эффективны в скважинах различной глубины, а также практически при любых физико-химических свойствах добываемой нефти [2]. Поэтому исследование оборудования УЭЦН, моделирование процессов, связанных с его работой, являются актуальными на сегодняшний день. В данной работе объектом исследования является погружной электродвигатель (ПЭД), который является составным элементом УЭЦН.

Цель - моделирование температурного поля электродвигателя при изменении режима работы ПЭД (частоты подводимого тока) и образовании загрязняющего слоя.

Введение. При изменении частоты, изменяется мощность двигателя, соответственно, изменяется и количество теплоты, выделяемое ПЭД. Как известно, нефть содержит в себе большое количество примесей. В процессе эксплуатации ПЭД на его поверхности осаждаются смолы, парафины и другие компоненты, которые образуют загрязняющий слой. Наличие загрязняющего слоя также приводит к дополнительному термическому сопротивлению, а, следовательно, к нагреву двигателя.

Детали моделирования. Для моделирования температурного поля ПЭД необходимо определить математическую модель, на основе которой будет решаться задача, и задать численные параметры самого двигателя и среды. В реальных условиях ПЭД, работающий в скважине, является сложным устройством, имеющим неравномерно распределённые источники теплоты, например, из-за его неверной отцентровки, поэтому следует допустить некоторые упрощения. Упрощения: ПЭД сплошной однородный цилиндр из стали, процессы стационарны, жидкость, контактирующая с двигателем, нефть.

Уравнением, на основе которого решается задача, является дифференциальное уравнение теплопроводности в случае стационарного режима [3]:

$$\nabla^2 t + \frac{q_v}{\lambda} = 0 \quad (1)$$

Где q_v -объемная плотность внутренних источников теплоты, Вт/м³; λ - коэффициент теплопроводности материала цилиндра, Вт/(м·К).

Для цилиндрической системы координат уравнение примет вид:

$$\frac{\partial^2 t}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial t}{\partial r} + \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 t}{\partial \varphi^2} + \frac{\partial^2 t}{\partial z^2} + \frac{q_v}{\lambda} = 0 \quad (2)$$

После интегрирования можно найти константы интегрирования из граничных условий третьего рода [3]:

$$\begin{cases} r = 0; \left(\frac{dt}{dr} \right)_{r=0} = 0 \\ r = r_0; \left(\frac{dt}{dr} \right)_{r=r_0} = -\frac{\alpha}{\lambda} (t_c - t_{жк}) \end{cases} \quad (3)$$

Где α - коэффициент теплоотдачи, Вт/(м²·К); t_c - температура поверхности цилиндра (стенке); $t_{жк}$ - средняя температура жидкости; r_0 - радиус цилиндра;

После математических преобразований получаем [3]:

$$t = t_{жк} + \frac{q_v r_0}{2\alpha} + \frac{q_v}{4\lambda} (r_0^2 - r^2) \quad (4)$$

Уравнение (4) дает возможность рассчитать температурное поле двигателя, если поверхность двигателя не загрязнена. Если же существует загрязняющий слой толщиной δ необходимо учесть термическое сопротивление этого слоя:

$$t = t_{жк} + \frac{Q}{2\pi l (r_0 + \delta) \alpha} + \frac{Q}{2\pi \lambda l} \ln \frac{r_0 + \delta}{r_0} + \frac{Q}{4\pi l r_0^2 \lambda} (r_0^2 - r^2) \quad (5)$$

Где l –длина цилиндра

Задаем параметры среды, скважины самого двигателя, приближенные к действительным.

Часть необходимых параметров была взята из справочников [4,5,6]. Все параметры сведены в таблицу 1:

Таблица

Данные для расчета

| $\lambda_{\text{гидроф}}$ Вт/(м·К) | $\lambda_{\text{электрол}}$ Вт/(м·К) | λ_1 Вт/(м·К) | λ Вт/(м·К) | l м | N Вт | КПД | G м ³ /с |
|--|---|-------------------------|-----------------------|------------|----------------------------------|--------------------|--------------------------|
| 0,267 | 0,47 | 0,3685 | 52 | 3,64 | 28000 | 0,845 | 0,001157407 |
| $\rho_{\text{ж}}$ кг/м ³ | ν м ² /с | μ Па·с | $R_{\text{ок}}$ м | r_0 м | α Вт/м ² ·К | C_p Дж/(кг·К) | $t_{\text{жс1}}$ К |
| 890 | $2 \cdot 10^{-6}$ м ² /с | 0,002024 | 0,08485 | 0,0585 | 210 | 2100 | 70 |

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).

На рис.1 показано распределение температуры в двигателе при промышленной частоте 50 Гц при отсутствии и наличии загрязняющего слоя.

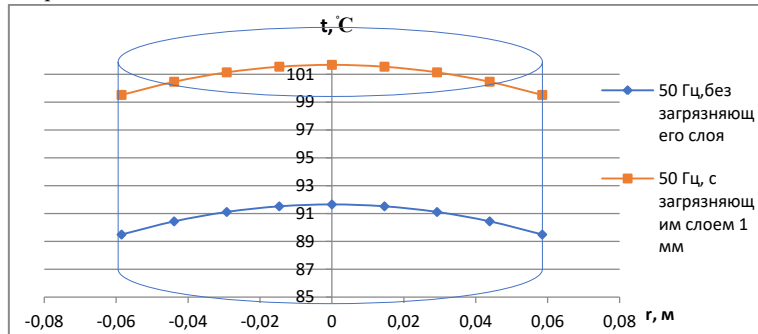


Рис.1. Распределение температуры в двигателе при промышленной частоте 50 Гц при отсутствии и наличии загрязняющего слоя

По результатам расчетов получены следующие графики (рис.2,3):

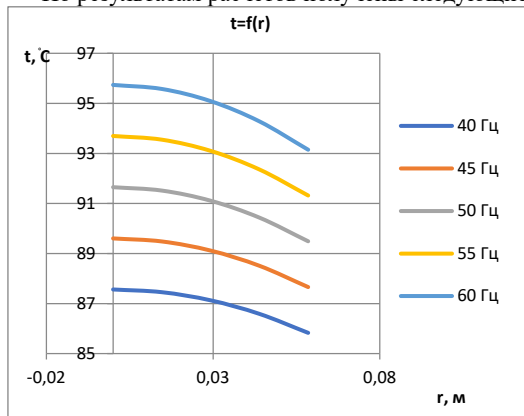


Рис.2. График зависимости температуры двигателя от радиуса при разных частотах

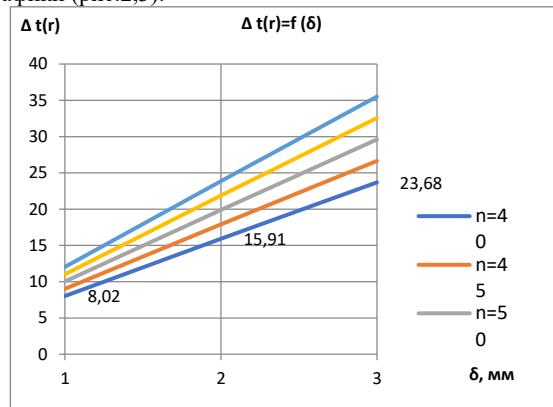


Рис.3. Зависимость изменения температурного напора в произвольной точке r от толщины загрязняющего слоя при разных частотах

Если анализировать семейство кривых на Рис. 2, то можно сказать, что с повышением частоты примерно на 5 Гц температура ПЭД увеличивается на 2 градуса. По графику на Рис.3 видно, что с увеличением слоя загрязнителя при работе на одной и той же частоте температура поднимается приблизительно на 8 градусов каждый 1 мм. При увеличении частоты, температурный напор возрастает.

Полученные результаты говорят о том, что необходимо брать в расчет нагрев при повышении частоты и осаждении загрязнений при установке режима работы УЭЦН. В противном случае можно сжечь двигатель, что влечет за собой простои скважины и экономические потери. Также необходимо предпринимать меры для предотвращения осаждения загрязнений на электродвигателе, например использовать ингибиторы.

Литература

1. Мищенко И.Т. Скважинная 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. Исаченко В. П., Осипова В. А., Сукомел А. С. Теплопередача. Учебник для вузов. Изд. 3. – 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.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ТРАНСПОРТИРОВКИ ШЛАМА ПРИ БУРЕНИИ НАКЛОННО-
НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

В.С. Ясенко

Научный руководитель - профессор, доктор физ. –мат. наук С.Н. Харламов
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Аннотация. В статье представлены данные критического анализа материала [1-4] о комбинированном подходе к гидродинамическому моделированию и методу дискретных элементов (CFD – DEM) и его применение для описания потоков жидкости - шлама с учетом вращения бурильной трубы. Рассмотрено математическое моделирование движения вязкой несжимаемой жидкости и твердой частицы шлама в поле сил тяжести. Сделаны выводы о влиянии вращения бурильной трубы, наклона скважины, скорости проходки при бурении и скорости жидкости на входе на транспортировку шлама в скважине.

Ключевые слова: наклонно-направленные скважины, транспортировка шлама, моделирование, промывка скважины, буровой раствор, математическая модель, метод дискретных элементов.

Цель: Анализ метода сопряженного гидродинамического моделирования и метода дискретных элементов (Computational Fluid Dynamics – Discrete Elements Method) для моделирования процесса переноса частиц шлама в наклонно-направленных скважинах.

Ключевой проблемой при бурении скважин с большим отходом от вертикали является механизм транспортировки шлама буровым раствором. Эта трудность возникает из-за естественной тенденции твердых частиц шлама выходить из состояния слоя суспензии и формировать отложения. Это условие вызвано гравитационной силой, которая заставляет твердые фрагменты оседать на дне кольцевого сечения. Экспериментальные и численные исследования показали, что на транспортировку бурового раствора влияют многие параметры, такие как диаметр бурильной трубы, скорость вращения бурильной трубы, наклон скважины, эксцентриситет бурильной трубы, реология бурового раствора и т.д.

В комбинированном гидродинамическом моделировании и методе дискретных элементов (CFD – DEM) жидкая фаза рассматривается как непрерывная фаза, описываемая локальными усредненными уравнениями Навье – Стокса в вычислительном масштабе ячеек, в то время как частицы шлама моделируются как дискретная фаза, описываемая законами движения Ньютона через поле сил. В [1-4] модель CFD – DEM сравнивается с традиционной гидродинамической моделью CFD Osgouei и Ozbayoglu (2013) [1], экспериментальными данными Osgouei (2010) [2] и формулой корреляции Yu et al. (2007) [3]

Сравнение (рисунок 1) между моделью CFD – DEM и экспериментальными данными иллюстрирует лучший прогноз концентрации частиц, по сравнению с моделью CFD и результатами формулы корреляции, особенно для более высоких скоростей проходки при бурении (ROP). Кроме того, формула корреляции демонстрирует, как правило, слишком высокие значения концентраций частиц для всех скоростей подачи жидкости по сравнению с экспериментальными данными, что делает ее прогнозы ненадежными.

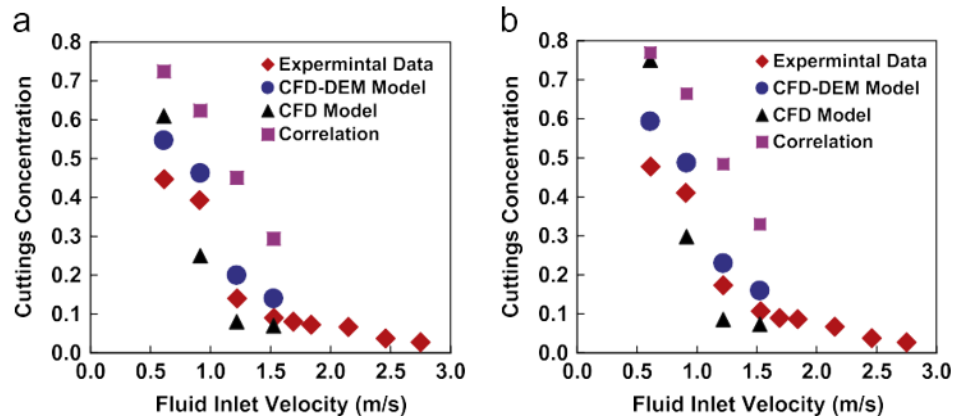


Рис. 1. Сравнение результатов различных моделей с экспериментальными значениями. (а) ROP=18.28 м/ч, (б) ROP=24.38 м/ч [4]

На рисунке 2 показан процесс отложения частиц вдоль скважины. Видно, что частицы постепенно накапливаются, и слой растет до определенной высоты, когда скорость потока жидкости достигает критического значения. В этот момент скорость жидкости настолько высока, что шлам не может осесть, и транспортировка по горизонтали гарантирована. С течением времени явление отложения частиц шлама продолжается по всей длине скважины. В конечном итоге достигается устойчивое состояние, и высота слоя становится постоянной по всей длине скважины.

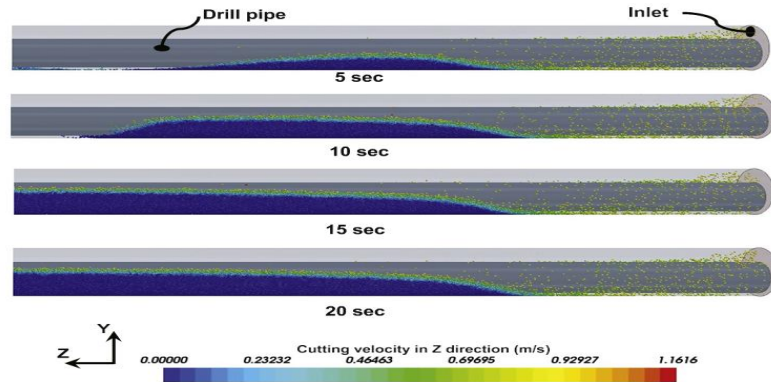


Рис. 2. Отложение частиц шлама вдоль ствола наклонной скважины с течением времени [4]

На рис. 3 показано влияние скорости вращения буровой трубы на концентрацию шлама для разных скоростей подачи жидкости и постоянной скорости проходки (ROP 24,38 м / ч). Как видно, вращение буровой трубы улучшает очистку скважины, особенно при низких скоростях подачи жидкости.

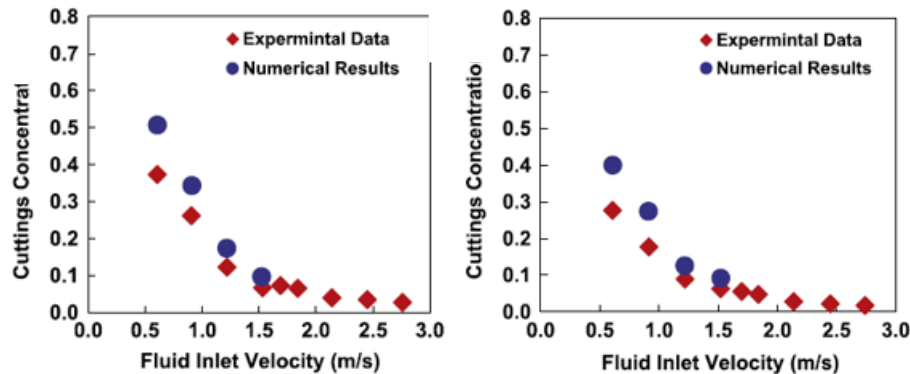


Рис. 3. Зависимость концентрации частиц шлама от скорости жидкости на входе при скорости проходки=24.35 м/ч и частоте вращения трубы= 80 (а) и 120 (б) [4]

Численное моделирование показывает, что буровой шлам распределён несимметрично относительно ствола скважины, и вращение буровой трубы значительно улучшает очистку скважины при низких скоростях подачи жидкости (до 0,6 м/с): например, при скорости жидкости на входе 0,5 м/с увеличение скорости вращения трубы с 80 об/мин до 120 об/мин снижает объёмную концентрацию частиц шлама на 11%.

Кроме того, при низких скоростях подачи жидкости (до 0,6 м/с) и наклонах скважины от 40° до 60° увеличение вращения буровой трубы с 0 об/мин до 50 об/мин снижает концентрацию шлама на 5 %. Влияние вращения буровой трубы на уменьшение концентрации шлама практически не заметно при высоких скоростях подачи жидкости (более 1 м/с) при любом наклоне.

Литература

1. Osgouei R.E., Ozbayoglu M.E. CFD simulation of solids carrying capacity of a Newtonian fluid through horizontal eccentric annulus.// Proceedings of the ASME Fluids Engineering Division Summer Meeting. -2013. USA, July 7–11.
2. Osgouei, R.E. Determination of Particles Transports Properties of Gasified Drilling Fluids (Ph.D. thesis). Middle East Technical University. -2010
3. Yu. M., Takach, N.E., Nakamura, D.R., Shariff, M.M., 2007. An experimental study of hole cleaning under simulated downhole conditions // Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. -2007. USA, November –P.11–14.
4. Akhshik S., Behzad M., Rajabi M. CFD-DEM Approach to Investigate the Effect of Drill Pipe Rotation on Cuttings Transport Behavior // Journal of petroleum science and engineering. -2015. -P.230–244.

С Е К Ц И Я 17

ЭКОНОМИКА МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. ПРИРОДОРЕСУРСНОЕ ПРАВО

ОСВОЕНИЯ ОЗЕРНОГО СВИНЦОВО ЦИНКОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В РЕСПУБЛИКЕ БУРЯТИЯ

Н.Г. Дмитриева

Байкальский институт природопользования СО РАН, г. Улан-Удэ, Россия

Бурятия принадлежит лидерство в России по запасам полиметаллических месторождений, которыми другие районы страны дефицитны. Бурятия может внести весомый вклад в создание эффективной промышленности полиметаллических месторождений.

В Бурятии разведано более 700 месторождений полезных ископаемых, из них учтены государственным балансом России и территориальным балансом Республики Бурятия более 600 [4].

Так, Озерное колчеданно-металлическое месторождение в Еравнинском районе республики является одним из самых крупных не только в России, но и в мире по содержанию цинка и свинца. Среднее содержание цинка в рудах составляет 6,2 %, свинца – 1,2 %. Запасы месторождения оценены в 135 млн. т. Месторождение характеризуется высоким качеством труднообогатимой руды. Озерное месторождение является комплексным. Основную промышленную ценность составляют колчеданно-полиметаллические руды, содержащие свинец, цинк, серебро, кадмий, серу, запасы, которых утверждены ГКЗ в 1970 г. Запасы полиметаллических руд Озерного месторождения утверждены протоколом ГКЗ № 5869 от 19. 01.1970 г. в количестве, приведенным в таблице (Табл. 1).

Таблица 1

Запасы и содержание полиметаллических руд Озерного месторождения

| Элемент подсчета | Ед. изм. | Балансовые запасы | | | | Забаланс. запасы |
|---------------------|----------|-------------------|----------------|------------------|----------------|------------------|
| | | В | С ₁ | В+С ₁ | С ₂ | |
| Запасы: | | | | | | |
| Руды | тыс. т | 19 377 | 85 584 | 104 961 | 23 230 | 12 522 |
| Цинка | тыс. т | 1 538,5 | 5 358,1 | 6 896,6 | 1 136,3 | 296,1 |
| Свинца | тыс. т | 298,1 | 1 010,5 | 1 308,6 | 206,8 | 48,0 |
| Серы (пиритной) | тыс. т | 3 871,0 | 17 969,9 | 21 840,9 | 4 046,2 | 2176,8 |
| Серебра | т | | 3 942 | 3 942 | 571 | |
| Кадмия | т | | 17 953 | 17 953 | 2 951 | |
| Средние содержания: | | | | | | |
| Цинка | % | 7,94 | 6,26 | 6,57 | 4,89 | 2,36 |
| Свинца | % | 1,54 | 1,18 | 1,25 | 0,89 | 0,38 |
| Серы (пиритной) | % | 19,98 | 21,01 | 20,82 | 17,42 | 17,38 |
| Серебра | г/т | - | 37,60 | 37,60 | 25,50 | - |
| Кадмия | % | - | 0,017 | 0,017 | 0,013 | - |

Озерное месторождение имеет наибольший потенциал освоения, здесь сосредоточена крупная минерально-сырьевая база месторождения полезных ископаемых, а ее извлекаемая ценность может оцениваться в сотни миллиардов рублей, на основе разработки которой, возможно формирование нового центра экономического роста республики.

Освоение и разработка Озерного месторождения включено в стратегию социально-экономического развития Республики на период до 2025 года [2].

Необходимость совместных усилий частного бизнеса и государства по развитию республики определяет выбор государственно-частного партнерства как основного механизма освоения минерально-сырьевых ресурсов [3].

Структура государственно-частного партнерства в реализации крупного проекта по освоению Озерного месторождения представлена на рис. 1.

Участниками-партнерами выступают государство и ИФК «Метрополь» – инвестор. Функции государства:

- обеспечение нормативно-правовой базы партнерства;
 - создание объектов производственной и социально-бытовой инфраструктуры для повышения привлекательности территории для вложения инвестиций;
 - контроль и надзор в сфере недропользования.
- Функции ИФК «Метрополь»:
- поиск инвесторов;
 - поиск рынка сбыта продукции;

- подготовка проектно-сметной документации, проведение и финансирование процедуры ОВОС, государственной экологической экспертизы;
- подготовка кадров.

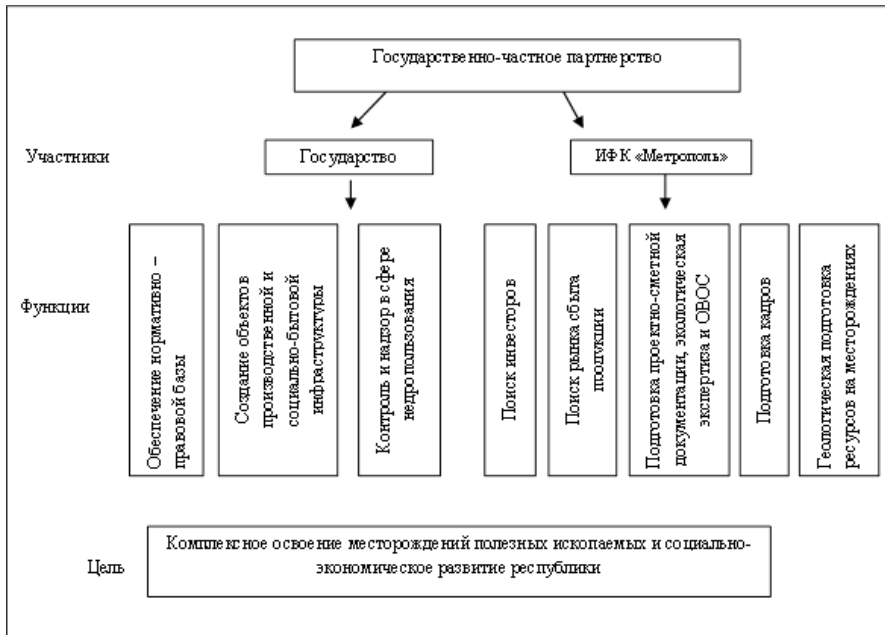


Рис. 1 Структура государственно-частного партнерства в реализации проекта Озерного месторождения

С 2004 года лицензия на Озерное месторождение принадлежала ИФК «Метрополь». С деятельностью «Метрополя», владеющей правами на разработку крупнейших в России полиметаллических месторождений, прогнозировалась в значительной мере усиление позиции России на мировых рынках цинка и свинца, улучшение социально-экономической ситуации в Бурятии, а также привлечение и реализация инвестиционных проектов в республику.

Однако разработка Озерного месторождения так и не началась из-за низкой инвестиционной деятельности, как государства, так ИФК "Метрополь".

В 2007 году «Метрополем» было получено разрешение на право пользования недрами для геологического изучения, поисков и оценки свинца, цинка, меди, железных руд и сопутствующих компонентов. В 2008 г. проведен мониторинг окружающей среды на месторождении, включая радиационный контроль на территории будущего карьера Озерного ГОКа. Выполнены проекты ПДВ, ПНООЛР.



Рис.2 Вахтовский поселок

Санкт-Петербургской горной проектной компанией «ПитерГорпроект», был подготовлен технический проект на опытно-промышленную отработку Озерного месторождения, который получил положительное заключение в «Главгосэкспертизе». На промышленной площадке будущего Озерного горно-обогатительного комбината были построены необходимые для начала строительства объекты: верхняя часть карьера с разрезной траншеей, склады руды, внутрикарьерные дороги, линия электропередачи ВЛ-10, телекоммуникации (интернет и сотовая связь), вахтовый поселок на 300 человек общей площадью 6000 кв. метров. (Рис.2).

Разработка месторождения планировалась открытым способом. Продуктивная залежь и проектируемый карьер должны были располагаться среди глинистых и глинистощебнистых пород. Характеристика проектируемого карьера представлена в таблице 2.

**СЕКЦИЯ 17. ЭКОНОМИКА МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ.
ПРИРОДОРЕСУРСНОЕ ПРАВО**

Таблица 2

Показатели проектируемого карьера

| Наименование показателей | | Ед. изм. | Значение показателя |
|--------------------------|--------------------------------------|---------------------------|---------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1 | Площадь карьера по поверхности | тыс. м ² | 1735,5 |
| 2 | Глубина карьера max | м | 340 |
| | min | м | 170 |
| 3 | Длина карьера: по поверхности | м | 2525 |
| | По дну | м | 50-490 |
| 4 | Ширина карьера: по поверхности | м | 875 |
| | По дну | м | 5-175 |
| 5 | Углы откосов бортов | | |
| | северо-восточный | град. | 38,7 |
| | южный | | 40 |
| | юго-восточный | | 42 |
| 6 | Объем горной массы | тыс.м ³ | 212090 |
| 7 | Эксплуатационные запасы руды | тыс.м ³ /тыс.т | 34012,41/130947,8 |
| 8 | Объем вскрышных пород | тыс.м ³ | 178077,6 |
| 9 | Средний коэффициент вскрыши | м ³ /т | 1.36 |
| 10 | Объем вскрышных работ | м ³ /т | 14.5 |
| 11 | Объем горной массы | тыс.м ³ | 16,578 |
| 12 | Эксплуатационный коэффициент вскрыши | м ³ /т | 1,833 |
| 13 | Срок существования карьера | лет | 21 |
| 14 | в т. ч. период строительства | лет | 3 |
| 15 | период эксплуатации | лет | 18 |

Предполагалась система разработки карьера транспортная с вывозом вскрышных пород во внешние отвалы, руды – на обогатительную фабрику. Также проводились работы по вскрытию карьера.

За последние годы работы на месторождении прекратились и в 2018 году лицензию выкупила «Озерная горнорудная компания». В 2019 году возобновились работы на Озерном месторождении, идет проектирование, уже через три года планируется добыча цинка.

Также компания владеет лицензиями на разработку Назаровского (золото, цинк), Ермаковского (бериллий, флюорит), Талинское (бурый уголь). В ее планах вести поисково-разведочные работы по наращиванию запасов за счет расположенных рядом рудопроявлений.

Основные работы по строительству объектов предприятия планируются в период 2020-2022 годы, запуск обогатительной фабрики запланирован в два последовательных этапа будет по 4 млн. тонн. Предприятие полностью выйти на проектную мощность планирует в 2024 году. Планируемый объем в год будет составлять примерно 800 тыс. готовой продукции, из них цинкового 700 тыс. тонн и 100 тыс. свинцового концентратов. Разведанные запасы руд Озерного месторождения в будущем обеспечат функционирование строящегося Озерного ГОКа на 18-20 лет. За счет вовлечения в эксплуатацию Назаровского месторождения срок функционирования ГОКа может быть продлен еще на 3-4 года. Горнорудная компания в 2019 году подписала соглашение о финансировании данного проекта с банком ВТБ.

На сегодняшний день Озерная компания приступила к горным работам и строительству инфраструктурных объектов – дамбы хвостохранилища, водовода, формированию контура карьера, расширения вахтового поселка. Завершен комплекс буровых работ, начаты работы по лесоведению для обустройства площадок, отсыпки технологических дорог. Ведутся работы по организации внешнего электроснабжения.

В конце первого квартала начнется возведение самой фабрики и объектов инфраструктуры. Плановая производительность Озерного ГОКа планируется на уровне 8 млн. тонн цинкового и свинцово-серебряного концентратов в год.

Поставки концентрата планируются на внутренний и внешний рынок. Выгодное географическое положение месторождений дает дополнительное преимущество в плане возможностей поставок продукции ГОКа не только по стране, но и в страны Азиатско-Тихоокеанского региона.

Для создания внешней инфраструктуры Озерного ГОКа решением Министерства по развитию Дальнего Востока будет выделена господдержка в сумме 7,7 млрд. рублей для проектирования и строительства линии электропередач ВЛ 220кВ и ПС 220кВ «Озерное».

Озерная горнорудная компания ориентирована на экологическую безопасность проекта (водоснабжение ГОКа, утилизацию отходов производства, применение технологии с использованием органической реагентки в хвостохранилище).

Освоению и разработке Озерного месторождения должно сопутствовать строительство железнодорожной ветки к Транссибирской и Байкало-Амурской магистралям. Это приведет к увеличению транспортной освоенности центральных и северных районов Бурятии, так как рядом с Озерным месторождением выявлено еще пять полиметаллических – Назаровское, Ульзутуйское, Звездное, Майское и Солнечное [1].

Сегодня, благодаря развитию горнообогатительных технологий, а также мерам государственной поддержки на Дальнем Востоке, проект Озерного становится экономически привлекательным для инвестиций.

В целом, для Бурятии необходимо сформировать новую стратегию развития, обеспечивающую адаптацию региона к современным условиям, направленную на решение целого ряда социально-экономических проблем, определяющих приоритетные направления развития республики.

Литература

1. Результаты поисков полиметаллических и других месторождений на глубоких горизонтах юго-западной части Озернинского рудного узла. Отчет Колчеданной ГРП за 1984–90 гг. Улан-Удэ, БГУ, 1990. – 124 с.
2. Стратегия социально-экономического развития Дальнего Востока, Байкальского региона на период до 2025 года.
3. Хлопонин А.Г. Модель развития Сибири и Дальнего Востока – это государственно – частное партнерство// Материалы III Красноярского экономического форума. Красноярск, 2007. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://ria-sibir.ru/viewnews/15335.html>.
4. Яловик Г.А. Состояние и перспективы развития минерально – сырьевой базы Бурятии//Новые и нетрадиционные типы месторождений полезных ископаемых Прибайкалья и Забайкалья: Материалы Всерос.науч.-практ.конф. – Улан – Удэ: ЭКОС,2010. – С.3–18.

МЕХАНИЗМЫ ФОРМИРОВАНИЯ ВАЛЮТНОЙ «ПОДУШКИ» ПАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»

Р.А. Азизов, А.А. Кузнецов, Т.С. Глызина

Научный руководитель - доцент И.В Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Финансовую устойчивость современных компаний определяет множество факторов, в том числе производственные и финансовые показатели. В условиях высокой волатильности мировых цен на нефть среди финансовых показателей особый интерес представляет формирование у российских нефтяных компаний валютной «подушки». Рассмотрим взаимосвязь производственных и финансовых показателей в контексте её формирования на примере компании «Сургутнефтегаз».

Публичное акционерное общество «Сургутнефтегаз» – одна из крупнейших российских нефтяных компаний, которую отличает стабильная динамика роста за счет высокой добычи и постоянном наращивании сырьевого потенциала. На ее долю приходится 11 % общероссийской нефтедобычи, 6,3 % нефтепереработки в стране, около 14 % производства попутного нефтяного газа ВИНК России [4].

Представляется интересным провести анализ производственных и экономических показателей деятельности компании за период с 2012 по 2018 года.

Добывающие мощности компании в основном сконцентрированы в Ханты-Мансийском автономном округе. Принадлежащие компании извлекаемые запасы нефти и природного газа составляют около 2,5 млрд тонн нефтяного эквивалента. Основной объем добычи нефти Компании (более 64 %) приходится на 10 ключевых месторождений: Федоровское, Северо-Лабатьюганское, Центральный блок Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения, Лянторское, Восточно-Сургутское, Русскинское, Рогожниковское, ЗападноСургутское, Быстринское, Северо-Талаканское.

В основном регионе деятельности ПАО «Сургутнефтегаз» (Западной Сибири) – большинство месторождений относятся к зрелым, находящимся на поздней стадии разработки. Для поддержания уровней добычи на таких месторождениях Компания в 2018 году продолжила вовлекать в разработку низкомаржинальные запасы, широко использовать методы повышения нефтеотдачи.

На протяжении рассмотренного периода объем добычи нефти компании оставался на одном уровне и составил примерно 60 млн. т. Прирост запасов нефти, полученный за счет поисково-разведочных работ, составил 657,6 млн т. (коэффициент восполнения запасов 1,53). Максимального значения прирост запасов нефти был достигнут в 2012 году и составил 124 млн. т. Пополнение запасов было связано в первую очередь с получением новых лицензий. На рисунке 1 представлена динамика прироста запасов компании от показателей добычи нефти в период 2012-2018 гг [2].

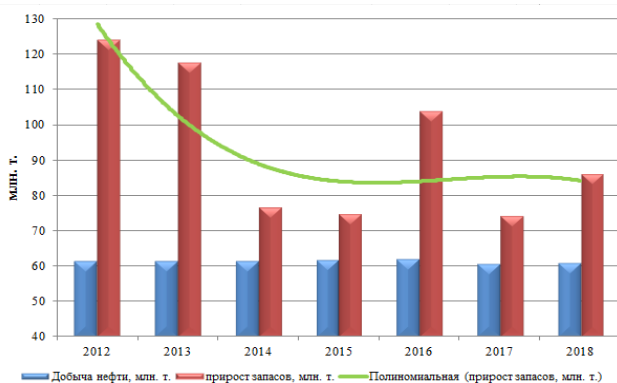


Рис. 1 Добыча нефти и прирост запасов углеводородов в ПАО «Сургутнефтегаз»

Для компании характерен экстенсивный путь развития, так при падении дебита скважин, она прибегала к введению в эксплуатацию новых скважин. Условно можно выделить три периода развития компании:

- «до 2013 года» с низким фондом и высоким дебитом скважины;
- «2013-2017» год со средним фондом скважин и средним дебитом скважин;
- «с 2018 года» самый низкий дебит скважин привел к увеличению фонда скважин до рекордного значения для поддержания планируемой годовой добычи нефти.

На рисунке 2 представлена динамика выручки и чистой прибыли компании от цены на нефть сорта Brent за период с 2013 по 2018 гг.

СЕКЦИЯ 17. ЭКОНОМИКА МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. ПРИРОДОРЕСУРСНОЕ ПРАВО

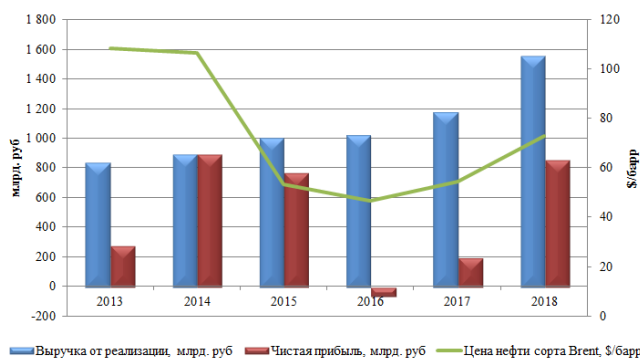


Рис. 2. Выручка и чистая прибыль ПАО «Сургутнефтегаз»

В рассматриваемом периоде прибыль компании была не стабильна. Прослеживается очевидная прямая зависимость прибыли компании от цены на нефть. С 2014 по 2016 год происходило ощутимое падение цен на нефть, а также сопутствующее ему падение прибыли компании. Так, в 2016 году наблюдалась минимальная цена за баррель нефти в долларах, в этом году компания осталась в убытке на 62 млрд. рублей. Пикового значения выручка от реализации достигла в 2018 (1556 млрд. руб), чему поспособствовал значительный рост цены на нефть (в 1,34 раза по сравнению с 2017 годом). Максимальной чистой прибыли компания достигла в 2014 году – 885 млрд. руб. (цена на нефть в этом году составляла 106,7 \$/барр) [3].

Стоит сказать, что «Сургутнефтегаз» получает прибыль не только от добычи и продажи нефти. Компания получает проценты по вкладам в банках и от валютных операций. У компании огромная «валютная подушка» - по оценке «АТОН» на первый квартал 2019 года 51,5 млрд \$, что превышает государственный бюджет многих стран мира. Данная «подушка» подразумевает ликвидные активы компании – краткосрочные и долгосрочные депозиты, а также сумму средств на счетах. Эти ресурсы хранились в высоколиквидных валютных инструментах, и доход по ним составлял суммы в среднем в несколько сотен миллиардов рублей в год, что вполне сравнимо с доходом от основной деятельности компании. Величина этих активов из года в год стабильно увеличивалась, и с учётом валютных рисков менялось соотношение краткосрочных и долгосрочных депозитов (табл.).

Таблица

Валютная подушка ПАО «Сургутнефтегаз» [1]

| Год | Значение денежной подушки, млрд \$ | Краткосрочные депозиты, млрд \$ | Долгосрочные депозиты, млрд \$ |
|------|------------------------------------|---------------------------------|--------------------------------|
| 2013 | 33,3 | 13,5 | 18,7 |
| 2014 | 33,1 | 12,4 | 20,2 |
| 2015 | 35,3 | 7,2 | 26,6 |
| 2016 | 37,7 | 7,7 | 28,3 |
| 2017 | 44,0 | 14,4 | 25,8 |
| 2018 | 48,4 | 12,1 | 32,6 |

Переоценка валют при изменении курса приводит к большой волатильности показателей. Например, в 2018 году большую часть доналоговой прибыли (50,9%) компании принесла не нефть или ее переработка, а валютная переоценка – 529,4 млрд руб. Отличительным также являлся убыточный 2016 год. На начало этого года курс доллара составлял 72,9 руб./\$, а на конец года 60,66 руб./\$. Ключевой показатель – курс доллара на 31 декабря, по которому пересчитывают курсовую разницу по долларовому вкладу. Аналитический отдел Raiffaisenbank подсчитал курс доллара, при котором компания оказалась бы при нулевой прибыли – при цене доллара в районе 62 руб. на конец 2016 года.

Отчётливо видно, что укрепление рубля «съедает» прибыль «Сургутнефтегаза». В отчете по РСБУ за 1 квартал 2019 г. (рост рубля к доллару на 3,622 %) указано, что при росте выручки на 23,3% до 394,42 млрд руб. компания получает чистый убыток в размере 82,73 млрд руб. вместо прибыли в 62,08 млрд руб., полученной в 1 квартале 2018 года (ослабление рубля на 1,255 %).

Литература

1. Инвестиционная компания «АТОН» – Официальный сайт [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.aton.ru/>.
2. ПАО «Сургутнефтегаз» Годовой отчет за 2012-2018 год.
3. ПАО «Сургутнефтегаз» консолидированная финансовая отчетность, подготовленная в соответствии с международными стандартами финансовой отчетности (МСФО) за 2012-2018 год.
4. Официальный сайт компании ПАО «Сургутнефтегаз» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.surgutneftgas.ru/>.

ФИНАНСОВЫЕ АСПЕКТЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»

В.О. Айдушев

Научный руководитель - доцент И.В Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Компания образована в 1993 году путём выделения из состава «Главтюменнефтегаза» нефтедобывающего производственного объединения «Сургутнефтегаз», Киришского НПЗ и сбытовых предприятий. Вскоре была приватизирована, однако точная структура собственников неизвестна до сих пор.

ПАО «Сургутнефтегаз» осуществляет деятельность в сфере поиска, разведки и добычи углеводородного сырья в трех нефтегазоносных провинциях России – Западно-Сибирской, Восточно-Сибирской и Тимано-Печорской.

Производственные подразделения компании оснащены передовыми техникой и технологиями, адаптированы к местным горно-геологическим, климатическим условиям и позволяют акционерному обществу самостоятельно осуществлять весь комплекс необходимых работ.

«Сургутнефтегаз» занимает четвертое место по объемам нефтедобычи в России, второе место по эксплуатационному и первое место по разведочному бурению. Можно совершенно точно сказать, что компания уверенно развивается. По всем показателям, как производственным, так и финансовым наблюдается рост из года в год.

Особенностью «Сургутнефтегаза» среди других нефтегазодобывающих компаний является финансовая политика, которая направлена на накопление ликвидных активов.

Вся информация необходимая для рассмотрения накоплений компании находится в свободном доступе на официальном сайте «Сургутнефтегаза» в разделе отчетность. Там представлены как просто годовые отчеты, так и годовые финансовые отчеты, информация из которых и послужила основанием для оценки ликвидных активов компании.

Рассмотрим размеры банковских вкладов за период с 2015 по 2019 годы, (рис. 1). С 2015 по 2017 размер вкладов уменьшался, это в первую очередь связано с отрицательной курсовой разницей, так как основная часть вкладов компании находится в иностранной валюте, преимущественно в долларах США и небольшая часть в евро, что очень сильно влияет на их размер в рублях. В 2018 была большая положительная курсовая разница на 530 млрд. рублей, что в совокупности с полученными от вкладов процентами дало большой рост. Снижение в 2019 также связано с отрицательной курсовой разницей. «Сургутнефтегаз» хранит средства в банках с рейтингом от ВВ- до ВВ+ по оценке «большой тройки» (S&P, Moody's, Fitch). Основная часть средств расположена в виде долгосрочных вкладов на срок более года, остальное на вкладах до одного года. Их соотношение с 2015 года изменяется, доля краткосрочных увеличивается. Согласно отчётам, до 2016 года руководство компании отмечало, что в обозримом будущем у компании не возникнет необходимости в досрочном выводе средств из финансовых инструментов. В последующих отчетах об этом не упоминалось, возможно, доля краткосрочных вкладов увеличивается для возможности их использования в сравнительно короткие сроки.

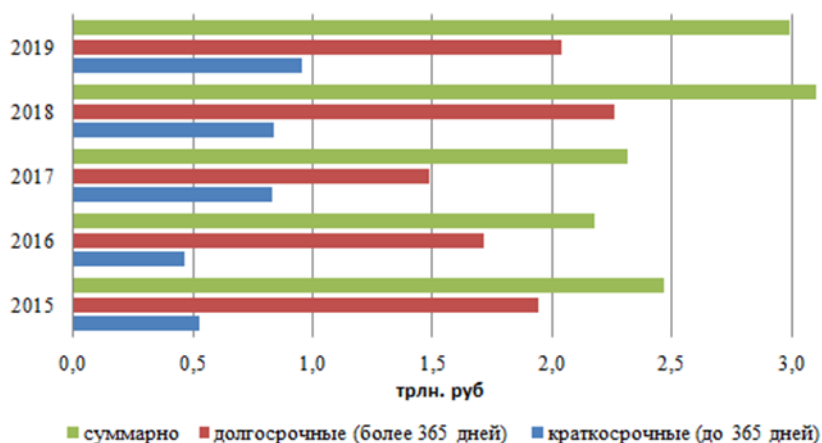


Рис. 1 Банковские вклады ПАО «Сургутнефтегаз»

Держать часть денежных средств в банковском депозите – вполне разумная идея для компании. Всегда есть потребность в денежных средствах, которые нужно потратить на операционные нужды или на решение каких-либо задач. Но особенностью вкладов «Сургутнефтегаза» является их размер. По итогам 2019 года их суммарный размер составляет почти 3 трлн. руб., а в 2018 году так и вовсе превышал это количество. Для наглядности того, насколько это большие сбережения, сравним их с российскими компаниями лидерами по капитализации (рис. 2). Как видим из графика, депозиты «Сургутнефтегаза» в 1,35 раза превышают её рыночную капитализацию, буквально год назад эта разница и вовсе составляла почти 3 раза, так как капитализация в 2018 году была 1,2 трлн. руб. За 2019 год цены на акции выросли почти вдвое. Но вернемся к рассмотрению размера вкладов на фоне капитализации других компаний. Имея сбережения в таком объёме, компания в теории могла бы купить такие компании как Татнефть или Газпром

СЕКЦИЯ 17. ЭКОНОМИКА МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. ПРИРОДОРЕСУРСНОЕ ПРАВО

нефть, или даже полностью выкупить собственные акции по рыночной цене и даже при этом ещё останутся деньги. В любом случае, имея такой запас средств, компания может вложить их во что угодно.

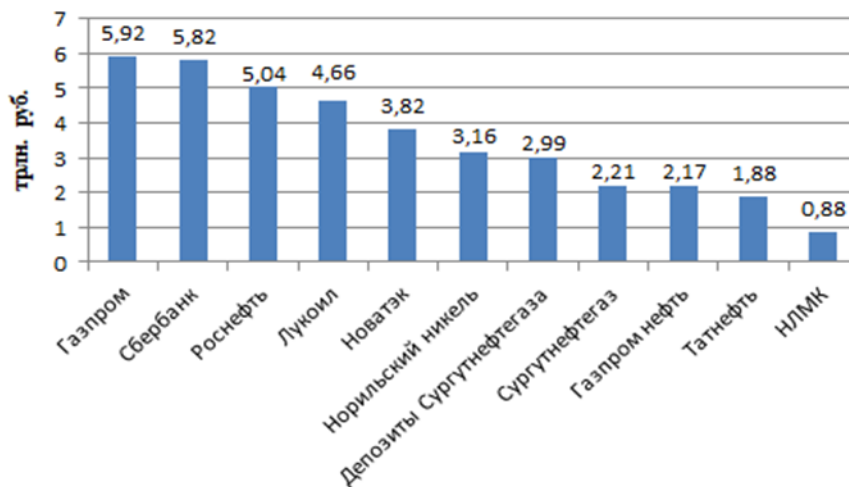


Рис. 2 Топ российских компаний по размеру капитализации (2019)

Также стоит отметить, что доход от вкладов, вносит существенный вклад в объём чистой прибыли компании. Для сравнения рассмотрим суммы уплаченных процентов и размер чистой прибыли (рис. 3). В период с 2015 по 2017 год, доход от вкладов составлял почти половину от чистой прибыли с продаж. В 2018 и 2019 годы – это соотношение снизилось до трети.

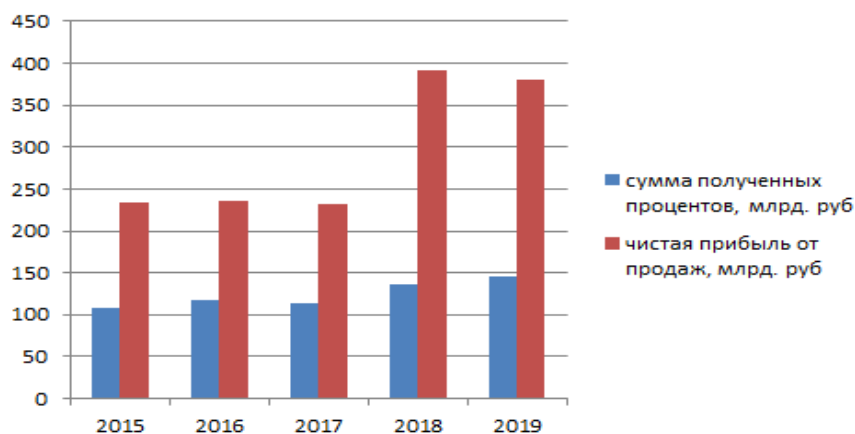


Рис. 3 Сравнение доходов от вкладов и чистой прибыли ПАО «Сургутнефтегаз»

Таким образом, можем отметить следующее:

1. Депозиты «Сургутнефтегаза» являются преимущественно валютными. В зависимости от курса рубля проценты по вкладам могут изменяться. Соответственно вклады подвержены бумажной переоценке, что отражается на чистой прибыли.

2. Банковские вклады приносят доход, причём проценты составляют существенную часть от чистой прибыли компании.

3. Имея такие сбережения и не вкладывая их в какие-либо активы, компания в некотором смысле сдерживает своё развитие, но, с другой стороны, имеет большую свободу действий в обозримом будущем. Так как может вложить средства во что угодно, как в развитие собственного производства, так и в расширение сфер деятельности, а также просто инвестировать в ценные бумаги.

Литература

1. Публичное акционерное общество «Сургутнефтегаз». [Электронный ресурс]. – Режим доступа. <https://www.surgutneftegas.ru/>, свободный, (дата обращения 12.01.2020).
2. Московская биржа. [Электронный ресурс]. – Режим доступа. <https://www.moex.com/>, свободный, (дата обращения 12.01.2020).

**ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТРУДОЗАТРАТ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ
СКВАЖИН**

А.С. Алексенцева, А.Е. Стретович

Научный руководитель - преподаватель О.П. Кочеткова
Томский политехнический техникум, г. Томск, Россия

Проектом предусматривается проведение промыслово-геофизических исследований на скважине нефтегазового месторождения с целью контроля за разработкой. В местные нормы времени введены коэффициенты за геологический разрез, в котором будет производиться работы, которые сразу заложены в программу обсека акт-наряда. Важнейшим показателем, влияющим на эффективность трудозатрат, является производительность труда. Вследствие её роста, то же количество живого труда производит в единицу времени большее количество продукции. Поэтому затраты труда работников на единицу продукции по мере роста производительности снижаются. Производительность индивидуального труда отражает трудозатраты на производство продукции. Она определяется путем сопоставления объема произведенной продукции с количеством живого труда, затраченного на ее изготовление, то есть эффективностью. Поставлена задача «Определить профиль притока, исследовать техническое состояние с детализацией». Для ее решения Заказчик подает заявку в диспетчерскую (ЦИТС), согласно которой выдается акт на геофизические работы. Стоимость работы геофизической партии определяется произведением стоимости «партии-часа» на время по норме. Общая стоимость включает в себя еще и расценки на интерпретацию. Партия-час – это все затраты, которые связаны как с основным производством, так и с содержанием всего каротажного предприятия за определенный промежуток времени. В нашем случае за один час. Стоимость «партии-часа» для промыслово-геофизических партий утверждена планово-бюджетным департаментом и составляет 4438, 46 руб. Расчет ведется следующим образом.

Таблица 1

Исходные данные для расчета

| | |
|---|---------|
| 1. Численность работников партии, чел. | 4 |
| 2. Средняя заработная плата, руб. | 19500 |
| 3. Стоимость основных средств | |
| ОНИКС, руб. | 705600 |
| подъемник ПКС-5Г (на базе УРАЛ 4320), руб. | 1959752 |
| ГРАНИТ, руб. | 107494 |
| ПЛ-2-38-120/60 «ГЕОТРОН», руб. | 52211 |
| лубликатор, руб. | 98910 |
| Всего, руб. | 2923967 |
| 4. Стоимость геофизического кабеля, руб./км | 14490 |
| 5. Стоимость ГСМ: | |
| 1 л дизельного топлива, руб. | 5,78 |
| 1 т автомобильного масла, руб. | 10,28 |
| 1 т трансмиссионного масла, руб. | 18,00 |
| 6. Нормы расхода ГСМ (УРАЛ 4320) | |
| на 100 км пробега, л. | 49,0 |
| на 1 моточас работы, л. | 10,0 |
| автомобильное масло, л/100 л топлива | 2,4 |
| трансмиссионное масло, л/100 л топлива | 0,3 |
| 7. Время работы: | |
| подъемника на стационаре, % | 60,59 |
| проезда партии на скважину и обратно, % | 16,46 |
| 8. Пробег 1 ед. автомобильного транспорта | 10587 |
| 9. Годовой календарный фонд рабочего времени, час | 1808 |
| 10. Общий расход ГСМ: | |
| дизельного топлива, л. | 1244 |
| автомобильного масла, л. | 23,89 |
| трансмиссионного масла, л. | 2,99 |

Таблица 2

Сметное содержание и расчет стоимости партии-часа промыслово-геофизической партии

| Наименование показателей | Величина показателей | |
|---|----------------------|--------------|
| | сумма, руб. | % |
| 1. Заработная плата | 93600 | 25,48 |
| 2. Отчисления в социальные фонды | 34445 | 9,38 |
| 3. Амортизация | 64810 | 17,64 |
| 4. Износ кабеля | 5434 | 1,48 |
| 5. Материалы и износ МБП | 9360 | 2,55 |
| 6. ГСМ | 7485 | 2,04 |
| Итого прямых затрат: | 215133 | 58,56 |
| 7. Услуги вспомогательных производств и со стороны | 75297 | 20,49 |
| Итого основных затрат: | 290430 | 79,05 |
| 8. Накладные расходы | 43565 | 11,86 |
| 9. Рентабельность | 33399 | 9,09 |
| Всего затрат за месяц: | 367394 | 100,0 |
| Стоимость 1 партии-часа: | 4438,46 | |

$$\text{Стоимость партии-часа} = \frac{\text{Всего затрат за месяц, руб.}}{\text{Календарный фонд рабочего времени за месяц, час}}$$

Время по норме рассчитывается по акту на геофизические работы, который состоит из общей информации о времени начала и окончания работы, данным о скважине (для ввода повышающих коэффициентов), задания для партии и таблицы для определения времени по норме, которые рассчитываются в соответствии с межотраслевыми нормативами на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ. Также в акт-наряде, выданном для решения данного геологического задания указывается аппаратура и оборудование, необходимое для его выполнения.

Схема расчета суммарного времени работы партии

1. ПЗР на базе, ПЗР на скважине, монтаж/демонтаж лубрикатора. Время на каждую операцию берется из сборника нормативов.

Расчет ведется по следующей формуле:

$T = T_{\text{н}}$, (1) (T – время по норме; $T_{\text{н}}$ – нормативное время на выполнение одной операции определенного вида работ.

2. Обязательный комплекс ПГИ.

2.1 Первый спуск

$T = T_{\text{всп}} + [(T_{\text{сп}} \cdot K_{\text{сп}} \cdot \{2H - h\} + T_3 \cdot h) \cdot K_y] \cdot D$, (2) ($T_{\text{всп}}$ – время вспомогательных работ на монтирование приборов; $T_{\text{сп}}$ – нормативное время на спуско-подъемные операции на 1 м (в сборнике нормативов); $K_{\text{сп}}$ – коэффициент за условия спуско-подъема; T_3 – нормативное время на замер прибором интервала в 1 м; H – глубина проведения замера в скважине (от устья до нижней границы интервала замера); h – интервал замера (исследования в скважине); K_y – повышающий коэффициент за угол наклона скважины; D – дублирование операции).

2.2 Второй и последующие спуски (в столбце 5 стоит код 2; 3 и т.д.):

$$T = [(T_{\text{сп}} \cdot K_{\text{сп}} + T_3) \cdot h \cdot K_y] \cdot D, (3)$$

Если замер идет без спуско-подъема, то формулы (2) и (3) примут вид:

$$T = T_{\text{всп}} + [T_3 \cdot h \cdot K_y] \cdot D, (4)$$

$$T = [T_3 \cdot h \cdot K_y] \cdot D, (5)$$

2.3 Точечная манометрия.

$$T = T_{\text{всп}} + [(T_{\text{сп}} \cdot K_{\text{сп}} \cdot \{2H - h\} + N \cdot T_3 \cdot h) \cdot K_y] \cdot D, (6) (N – количество точек измерения).$$

Литература

1. Борисович В.Т. и др. Организация, планирование и управление геологоразведочных работ. - М.: НЕДРА, 1990 г.
2. Дахнов В.Н. Промысловая геофизика. Методы промысловой геофизики, аппаратура и оборудование, электрические методы исследования скважин. Москва, 1959 г.
3. Инструкция по составлению проектов и смет. М.: Недр. 1993 г.

АНАЛИЗ НАЛОГОВОЙ НАГРУЗКИ ПАО НГК «СЛАВНЕФТЬ»

Р.Э Андриянов, П.В. Жирков

Научный руководитель - доцент И.В Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одной из задач государства является продление жизни месторождений нефти и газа. Одним из основных стимулирующих механизмов является налоговое регулирование. Рассмотрим на примере ПАО НГК «Славнефть» действенность данных механизмов посредством анализа налоговой нагрузки.

За время существования компании было открыто более 247 месторождений нефти и газа, а также добыто свыше 1,3 млрд. т. нефти и газового конденсата и более 500 млрд. м³ природного газа [3]. Приоритетными направлениями компании является увеличение добычи нефти и газа за счет расширения ресурсной базы, а также применение геолого-технических мероприятий с целью повышения нефте-и газоотдачи.

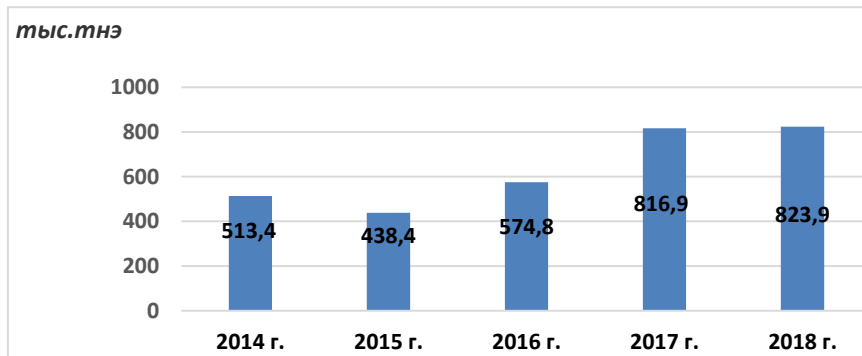


Рис. 1 Добыча углеводородного сырья в ПАО НГК «Славнефть»

Добыча нефти и газа в компании, как видно на рисунке 1, стабильно растет на протяжении последних трех лет.

Выручка компании формируется за счёт реализации добытой продукции и предоставления прочих услуг. При формировании чистой прибыли компании высокое значение имеет налоговая нагрузка.

Согласно Федеральному закону от 25.02.1999 N 39-ФЗ «Об инвестиционной деятельности в Российской Федерации, осуществляемой в форме капитальных вложений» [4], совокупная налоговая нагрузка – расчетный суммарный объем денежных средств, подлежащих уплате в виде федеральных налогов и взносов в государственные внебюджетные фонды инвестором, осуществляющим инвестиционный проект, на начала финансирования инвестиционного проекта [4].

Согласно рис. 2 процесс можно сказать, что, налоговая нагрузка с 2014 по 2018 гг. имеет высокую волатильность.

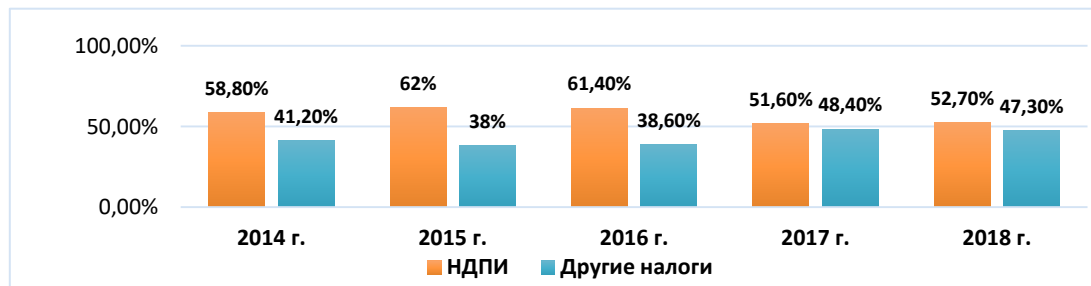


Рис. 2 Структура налоговой нагрузки

При этом с 2014 по 2018 года, доля НДПИ имеет постоянную тенденцию роста в структуре налоговой нагрузки. Так, средняя ставка НДПИ с учетом коэффициента Кц в 2014 г. составлял 5437,47 руб./т, а в 2018 г. – 9755,92 руб./т., т.е. выросла в среднем на 69%. Как следствие меняется величина уплаченных налогов на единицу углеводородного сырья (Рис.3).

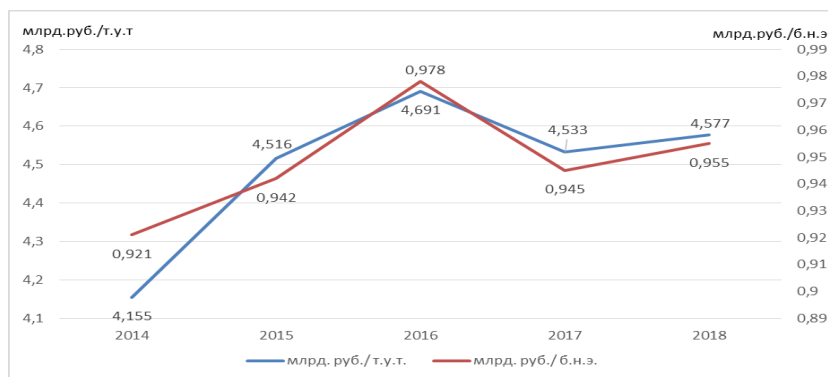


Рис. 3 Отношение суммы уплаченных налогов к количеству добытых УВ

По данному показателю, можно судить о налоговой нагрузке на отрасль. Величина налога на единицу продукции в рассмотренный период менялась в довольно широких пределах. Что обусловлено объемами добычи в компании, ценовой ситуацией на мировом рынке и налоговой политикой государства.

Литература

1. Годовые отчеты за 2014-2018 года. ПАО НГК «Славнефть» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.slavneft.ru> (дата обращения: 01.11.2019).
2. Налоговый кодекс РФ: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_19671/
3. Официальный сайт ПАО НГК «Славнефть» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.slavneft.ru> (дата обращения: 01.11.2019).
4. Федеральный закон от 25.02.1999 N 39-ФЗ «Об инвестиционной деятельности в Российской Федерации, осуществляемой в форме капитальных вложений» // «Собрание законодательства РФ». – 01.03.1999. – № 9. – Ст. 1096.

ПРОИЗВОДСТВЕННО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ АО «БУЛГАРНЕФТЬ»

Д.В. Архипов, А.А. Баинов, Т.С. Глызина

Научный руководитель - доцент И.В Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Анализ годовой добычи нефти любого нефтедобывающего предприятия является очень важным аспектом её успешного функционирования, т.к. именно количество добытой нефти определяет прибыль компании. Рассмотрим на примере АО «БУЛГАРНЕФТЬ» показатели годовой добычи нефти.

В настоящее время АО «Булгарнефть» осуществляет разработку трех низкорентабельных, мелких месторождений. Предприятие стабильно выполняет планы добычи нефти и неукоснительно соблюдает условия лицензионных соглашений. У Общества отсутствуют любые претензии со стороны надзорных органов в вопросах соблюдения законодательства в ходе производственной деятельности.

Шийское нефтяное месторождение расположено на землях Мамадышского района РТ с развитой инфраструктурой. В региональном структурном плане Шийское месторождение находится на восточном склоне Северного купола Татарского свода – Кукморский выступ. Месторождение открыто в 1965 году, введено в разработку в 1992 году. Промышленная нефтенасыщенность связана с терригенными отложениями кыновского и карбонатными отложениями, мендымского и семилукского (доманиковского) горизонтов. Промышленная нефтенасыщенность связана с терригенными отложениями кыновского и карбонатными отложениями мендымского и семилукского (доманиковского) горизонтов, открытых в 1969 году. Средний дебит скважин около 69 тыс.т/год.

Западно-Сотниковское нефтяное месторождение, как самостоятельный объект разработки выделенное из Сотниковского месторождения, расположено в южной части Республики Татарстан, на землях Черемшанского района с развитой инфраструктурой. Проектирование разработки месторождения началось в 1999 году. В тектоническом отношении месторождение расположено на западном склоне южного купола Татарского свода в пределах Ульяновского вала и приурочено к трехкупольному Сотниковскому поднятию. Его промышленная нефтеносность связана с отложениями пашийского (1964), кыновского (1964) горизонтов верхнего девона, турнейского (1964) яруса и бобриковского (1964) горизонта нижнего карбона, башкирского (2002) яруса и верейского (1964) горизонта среднего карбона. Средний дебит скважин около 21,9 тыс.т/год.

Искринское нефтяное месторождение расположено на землях Черемшанского района РТ с развитой инфраструктурой. Месторождение открыто в 1963 году, введено в разработку в 1993 году. Промышленно нефтеносными на месторождении являются карбонатные отложения верейского (1964), башкирского (2002) возрастов среднего карбона, бобриковского (1964), турнейского (1964) возрастов нижнего карбона и кыновского (1964), пашийского (1964) возрастов верхнего девона. Средний дебит скважин около 77,8 тыс.т/год.

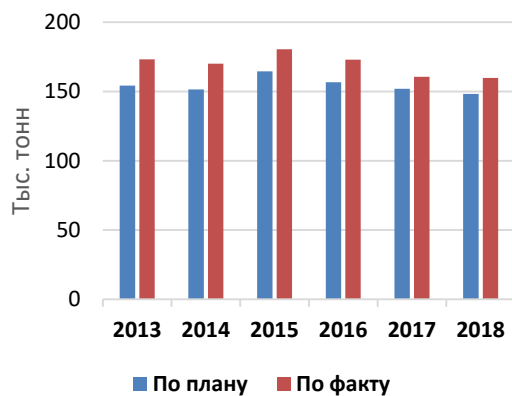


Рис. 1а) Добыча УВ АО «БУЛГАРНЕФТЬ»

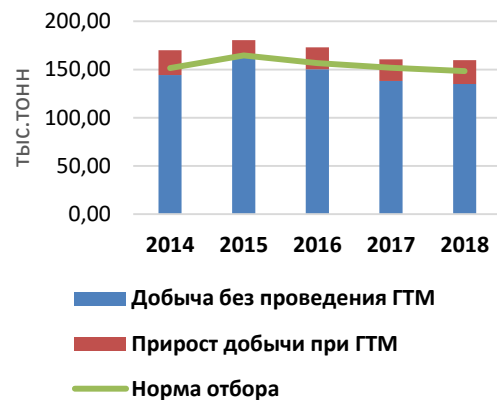


Рис. 1б) Добыча УВ с применением ГТМ

С 2014 по 2018 год, как показано на рисунке 1а, у компании запланированный объем добычи был перевыполнен. Основная причина перевыполнения планового задания связана с геолого-техническими мероприятиями (ГТМ) такими как перестрел пласта, локальный гидроразрыв пласта (ЛГРП), гидромеханическая прокалывающая перфорация скважин (ГМПП), однако общая добыча имеет тенденцию к снижению. На рисунке 1б, согласно годовым отчетам, прирост добычи нефти при применении ГТМ в исследуемый период времени составляет порядка 15% от общей годовой нефтедобычи. Оптимизация технологического режима работы скважин ежегодно приносит до 22 тыс. т нефти, что влияет на финансовую устойчивость компании.

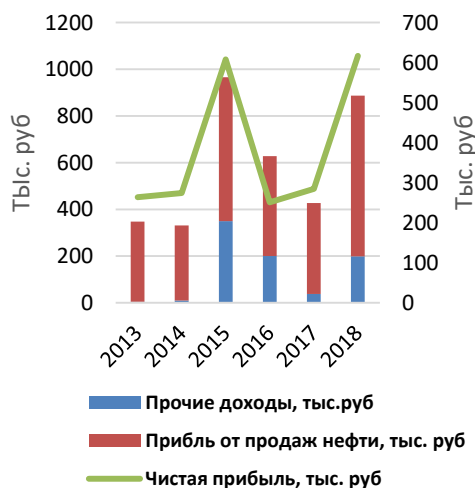


Рис. 2а) прибыль из различных источников дохода



Рис. 2б) налоговая нагрузка АО «Булгарнефть»

На рис. 2а. видно, что выручка компании формируется благодаря реализации нефти и предоставлению прочих услуг. Прочая реализация принесла значительный доход лишь в 2015 и 2018 годах, в связи с выполнением крупных контрактов. На доходы компании значительное влияние оказывает, с одной стороны, цена на нефть, а с другой стороны, налогообложение. Как следствие, чистая прибыль снижается, при этом налоговая нагрузка увеличивается. Расчеты по налоговой нагрузке проводились в соответствии с ФЗ от 25.02.1999 N 39-ФЗ «Об инвестиционной деятельности в Российской Федерации, осуществляемых в форме капитальных вложений». Совокупная налоговая нагрузка – расчетный суммарный объем денежных средств, подлежащих уплате в виде федеральных налогов и взносов в государственные внебюджетные фонды инвестором, осуществляющим инвестиционный проект, на день начала финансирования инвестиционного проекта [3]. Однако для полноты картины при расчете налоговой нагрузки учтем страховые взносы и НДС.

Резюмируя вышесказанное, можно сказать что, компания является достаточно стабильной, не смотря на сложные производственно-геологические условия, связанные с высокой выработанностью разрабатываемых месторождений.

Литература

1. Годовые отчеты за 2014-2018 года. АО «Булгарнефть». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.e-disclosure.ru/portal/files.aspx?id=6132&type=2>.
2. Официальный сайт АО «Булгарнефть» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.spark-interfax.ru/respublika-tatarstan-almetevsk/ao-bulgarneft-inn-1644005296-ogrn-1021601627123-7849123174d544dca83feac0f551d6d5>.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ КОМПАНИИ «РН-СЕВЕРНАЯ НЕФТЬ»: ПРОИЗВОДСТВЕННО-ФИНАНСОВЫЙ АСПЕКТ

Д.Ю. Афанасьев, Е.И. Насекин

Научный руководитель - доцент И.В Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В статье проведен анализ производственно-экономической деятельности российской компании ООО «РН-Северная нефть». Определены показатели экономической эффективности, основные направления развития на долгосрочный период.

ООО «РН-Северная нефть» – дочернее общество ПАО «НК «Роснефть», является одним из самых перспективных в структуре НК «Роснефть». Компания занимается геологическим изучением, разработкой и освоением месторождений на территории Республики Коми, Ненецкого автономного округа и Архангельской области.

«РН-Северная нефть» ведет разработку и добычу нефти на 14 нефтяных месторождениях. Основную часть извлекаемых запасов углеводородов составляют две группы месторождений: месторождения Вала Гамбурцева и месторождения Вала Сорокина. Остальная часть – южная группа месторождений.



Рис.1 Вала Сорокина

За последние годы компания ввела в свои активы еще три нефтяных месторождения на Вале Сорокина – Наульское, Лабаганское и Осовейское. Общее количество запасов нефти, которое планируется в сумме извлечь из этих месторождений, составляет более 90 млн.т. углеводородов. ООО «РН-Северная нефть» приступило к промышленной добыче нефти на Лабаганском месторождении в III квартале 2015 г.

В период подготовки к данному этапу на участке были проведены сейсморазведочные работы с использованием 3D-сейсморазведки, пробурены разведочные скважины, а также проведена объемная работа по подготовке к эксплуатационному бурению; изучены свойства нефти и пород-коллекторов, на которых были получены промышленные притоки нефти. В рамках программы обустройства Лабаганского месторождения построен нефтепровод протяженностью 101,5 км от установки подготовки нефти «Лабаганская» до дожимной насосной станции «Нядейюская», временная насосная станция, резервуарный парк хранения горючесмазочных материалов, построен энергоцентр.

Ввод этих объектов в эксплуатацию обеспечивает бесперебойную транспортировку продукции на объекты подготовки «РН-Северная нефть». Запуск месторождения «Наульское» в промышленную эксплуатацию был проведен в 2016 г. В 2016 г. на месторождении планируется строительство 7 скважин со средним пусковым дебитом 90,3 т в сутки, а также строительство объектов обустройства месторождения и инфраструктуры. По состоянию на конец 2015 г. запасы месторождения категории 3P по классификации PRMS оцениваются в 239 млн б.н.э. Вовлечение в разработку новых запасов и наращивание ресурсной базы являются стратегическими задачами ООО «РН-Северная нефть». Освоение новых месторождений позволит создать дополнительные рабочие места, что положительным образом скажется на социально-экономической ситуации в регионе.

На рисунке 2 представлена динамика добычи нефти и прироста запасов нефти за период 2013-2018г. За данный период отборы нефти были практически неизменны. На графике отчетливо виден пик прироста запасов нефти, приходящийся на 2017 год, объясняется открытием новых месторождений вала Сорокина (Лабаганское и Наульское) в 2015 году.

Положительный тренд выручки компании РН-Северная нефть наблюдался в течение всего исследуемого промежутка времени с 2013 по 2018 год, несмотря на падения цен на нефть в 2014 и 2015 годах. Компания активно развивает свои лицензированные участки – начало разработки Наульского и Лабаганского месторождений в 2015 году дало серьезный прирост запасов УВ в 2016-2017 гг. Вследствие чего, РН-Северная нефть стала считаться одной из самых перспективных дочерних обществ ПАО Роснефть.

Как видно из рисунка 4, сумма уплаченных налогов находится в прямой зависимости от выручки компании и с каждым годом возрастает. Вследствие разработки новых месторождений, налоговая нагрузка в рассматриваемый период резко меняется в интервале от 8 до 68 %. НДС играет весомую роль в структуре от суммы уплаченных налогов, его доля колеблется в интервале от 65 до 78 %. Из графика соотношения уплаченных налогов и выручки компании, в течении периода с 2013 по 2018 год наблюдается спад доли суммарных уплаченных налогов в выручке компании. Следовательно, выручка компании растет с большим темпом, чем сумма уплаченных налогов. Стоит подметить, что, несмотря на падение добычи в 2017 году прибыль все равно выросла из-за повышения стоимости нефти на 9 % [4].

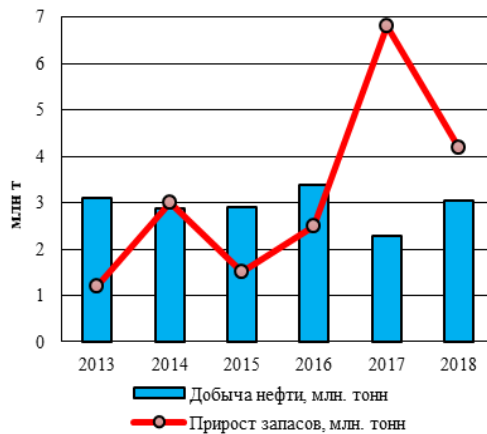


Рис. 2 Добыча и прирост запасов нефти

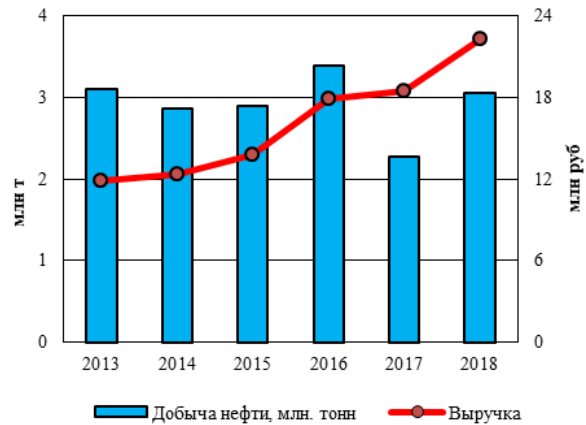


Рис. 3 Динамика выручки компании от показателей добычи УВ

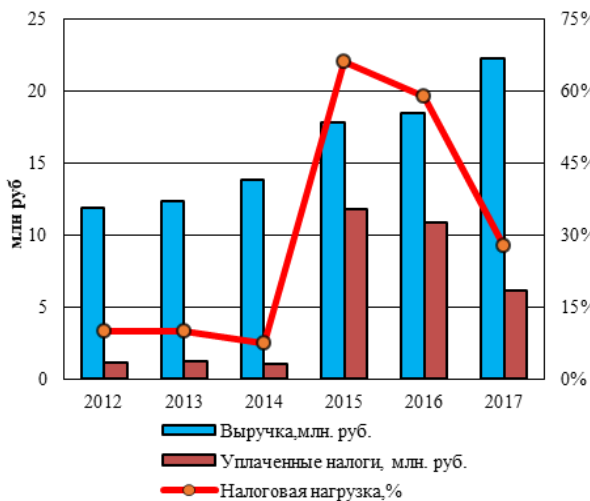


Рис. 4 Финансовые показатели деятельности компании

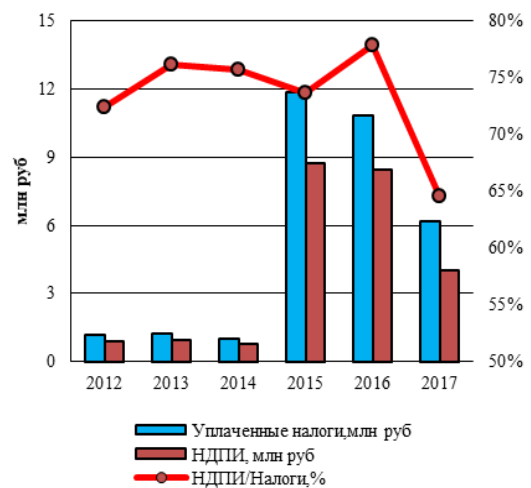


Рис. 5 Структура уплаченных налогов, НДС и их отношения

Таким образом, следует отметить следующее:

1. В среднесрочной перспективе компания обеспечена запасами углеводородов, вследствие чего, добыча нефти будет возрастать с каждым годом.
2. Стабильный рост выручки делает возможным развитие инвестиционного потенциала.
3. Однако сдерживающим фактором является увеличение налоговой нагрузки в структуре, в которой весомую роль играет НДС.
4. Внедрение в эксплуатацию новых месторождений позволило компании достигнуть более высоких объёмов добычи углеводородов, что отразилось на финансовых показателях РН-Северная нефть, формируя стабильный ежегодный рост выручки с одновременным понижением налоговой нагрузки с 68 % до 28 %.

В перспективе при должном стабильном финансировании, с одновременным сохранением уровня добычи и инвестиций в разработку месторождений, компания РН-Северная нефть может стать самым крупным добывающим филиалом структуры ПАО «Роснефть».

Литература

1. Интерактивная электронная карта недропользования Российской Федерации.
2. Месторождения Лабаганское и Наульское https://nordoil.rosneft.ru/Investors/statements_and_presentations/Statements/
3. Официальный сайт РН-Северная нефть [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.nordoil.rosneft.ru>
4. Официальный сайт РН-Северная нефть [Годовая отчетность]. – Режим доступа: https://nordoil.rosneft.ru/Investors/statements_and_presentations/Statements/.

**АНАЛИЗ ФИНАНСОВЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ КОМПАНИИ
АО «ТЮМЕННЕФТЕГАЗ»**

Д.С. Бажутин, И.Е. Аккуратов

Научный руководитель - доцент И.В Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

АО «Тюменнефтегаз» является одним из основных дочерних обществ ПАО «НК «Роснефть» в Тюменской области. Основной деятельностью на сегодняшний день является разработка месторождения «Русское», которое было открыто еще в 1968 году. Русское месторождение находится в Тазовском районе Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО) за полярным кругом. Полномасштабное разбуривание месторождения стартовало в 2015 году. Благодаря применению инновационных технологий в добыче высоковязкой нефти уже в апреле 2018 года был добыт первый миллион тонн заполярной уникальной нефти.

На площадке месторождения Русское проводится строительство центрального пункта сбора нефти. Данный объект предназначен для подготовки нефти до товарных свойств, его годовая производительность составит 6,7 млн тонн [4]. Также продолжаются строительные-монтажные работы на приемо-сдаточном пункте «Заполярное».

Для соединения с магистральной нефтепроводной системой «Заполярье-Пурпе» от месторождения «Русское» строится нефтепровод протяженностью 65 км.

Основная цель ОАО «Тюменнефтегаз» – добыча и реализация углеводородного сырья, управление бизнесом в соответствии с международными стандартами качества, осуществление инвестиций в долгосрочный рост добычи нефти за счет строительства объектов промышленной и региональной инфраструктуры для добычи, подготовки и транспортировки нефти.

Ключевыми моментами стратегии Общества являются:

- в области геологоразведки и добычи: интерпретация данных по сейсмике; применение наилучших технологий, с целью превращения ресурсов месторождения в доказанные запасы;

- инвестиции в технологии, необходимые для повышения эффективности добычи нефти и внедрение этих технологий в производство;

- ввод в полномасштабную разработку Русского месторождения с 4 квартала 2018 года.

Основными видами деятельности Общества являются:

- разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений;

- бурение параметрических, поисковых, разведочных, структурных, наблюдательных и эксплуатационных скважин на углеводородное сырье, воду;

- добыча подземных вод, общераспространенных полезных ископаемых (песок и др.);

- ведение государственного баланса запасов нефти, газа, конденсата, попутных компонентов и учет совместно с ними залегающих полезных ископаемых в границах лицензионных участков;

- выполнение проектных и строительные-монтажных работ, производство строительных материалов, конструкций и изделий;

- обустройство нефтяных и газовых месторождений.

В данной работе производится анализ экономических и производственных показателей деятельности АО «Тюменнефтегаз» за период с 2012 по 2018 года: построены графики величины выручки и чистой прибыли, приведены показатели величины уплаченных налогов, включая НДС и налог на прибыль, рассмотрена динамика добычи нефти.

За 2018 год выручка компании составила 2,699 млрд. руб., что на 9,7% больше по сравнению с 2017 годом. Основным из причин роста выручки компании является увеличение цены на нефть.

Далее рассмотрим в динамике показатели: добыча углеводородов, выручка, сумма уплаченных налогов и структура уплаченных налогов.

За период 2012-2018 годы наблюдается рост выручки компании, максимальное значение приходится на 2016 год (рисунок 1), что связано с девальвацией рубля, а также с высокими показателями добычи нефти и газового конденсата. Также наблюдается резкий скачок выручки компании в 2018 году по сравнению с 2017 годом в связи с увеличением объема добываемых жидких углеводородов и ростом цен на нефть (более чем на 20%) [1].



Рис.1 Динамика выручки компании от показателей добычи УВ

За весь анализируемый период происходит рост суммарных уплаченных налогов (рисунок 2), однако в 2014-2015 годах наблюдается сокращение этого показателя в связи с относительно невысокими объемами добычи нефти и газового конденсата и одновременным падением цен на нефть [1,2].



Рис. 2 Динамика уплаченных налогов и добычи УВ

Исходя из графика соотношения уплаченных налогов и выручки компании за рассматриваемый период (рисунок 3) наблюдается увеличение доли суммарных уплаченных налогов в выручке компании. В свою очередь доля НДС в общей сумме уплаченных налогов растет (рисунок 4), что свидетельствует о повышении налоговой ставки на добычу полезных ископаемых.

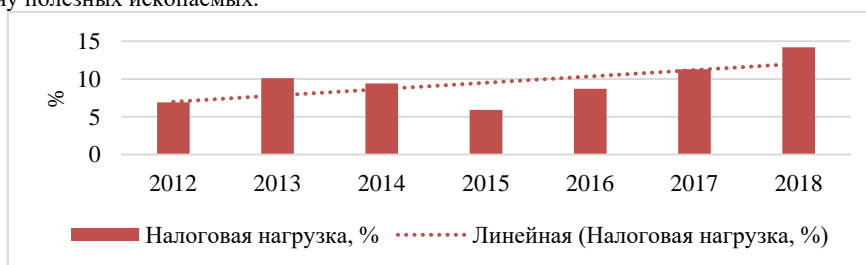


Рис. 3 Соотношение суммарных уплаченных налогов и выручки компании

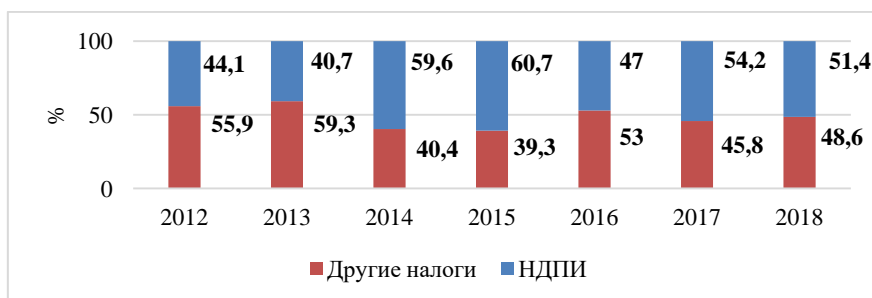


Рис. 4 Структура уплаченных налогов

В результате проделанной работы были проанализированы основные показатели компании ПАО «Тюменнефтегаз». За рассматриваемый период поведение основных технико-экономических показателей нельзя назвать однозначным. Это объясняется тем, что компания находится еще в начале своего пути, также связано со скачками цены на нефть, девальвацией рубля и другими общемировыми факторами (например, ограничение добычи нефти, принятое странами ОПЕК [3]). Благоприятным фактором для компании может стать введение в эксплуатацию магистрального трубопровода, что позволит снизить затраты на транспорт нефти, и сделает более рентабельным увеличение объемов добычи на месторождении «Русское».

В целом показатели за последний отчетный 2018 год демонстрируют рост, что позволяет говорить о положительной динамике развития компании и прогнозировать ее дальнейшие благоприятные перспективы.

Литература

1. Сайт Калькулятор: справочный портал. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.calc.ru/dinamika-Brent.html?date=2018> – Стоимость нефти по годам. – (Дата обращения: 16.01.2020).
2. Сайт РБК. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.rbc.ru/business/17/08/2015/55cb47c69a79477acb8fc773> – Бюджет недополучит 800 млрд руб. налогов от «Роснефти» в 2015 году. – (Дата обращения: 16.01.2020).
3. Сайт РБК. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.rbc.ru/economics/28/09/2016/57ec09aa9a79473478ba4b4f> – СМИ сообщили о решении ОПЕК ограничить добычу нефти. – (Дата обращения: 16.01.2020).
4. Сайт Роснефть: на благо России. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://tumenneftgaz.rosneft.ru/about/Glance/OperationalStructure/Dobicha_i_razrabotka/Zapadnaja_Sibir/tumenneftgaz/ – АО «Тюменнефтегаз»: История. – (Дата обращения: 16.01.2020).

ФИНАНСОВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ КОМПАНИИ «ENBRIDGE INC»

Р.Д. Богер, Д.А. Гордеева

Научный руководитель - доцент И.В Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Enbridge – канадское предприятие энергетического сектора, входящее в состав базы расчета индекса S&P/TSX 60. Основной деятельностью компании является сооружение трубопроводов для транспортировки сырой нефти и нефтепродуктов, природного газа. Первый трубопровод был построен для транспортировки нефти из Западной Канады к нефтеперерабатывающим заводам на востоке.

В настоящее время компания осуществляет свою деятельность по всей Северной Америке, внося вклад в экономическое развитие региона. Enbridge экспортирует две трети Канадской нефти и одну пятую долю природного газа потребляемого в США. Также компания является третьим по величине добывающим предприятием по количеству потребителей природного газа в Северной Америке.

Enbridge принадлежит самая длинная и сложная в мире система магистральных нефтетрубопроводов, протяженностью приблизительно 17 127 миль (27 564 км) на территории Северной Америки, включая 8 627 миль (13 883 км) трубы в Соединенных Штатах и 8500 миль (13 681 км) в Канаде.

Трубопроводы природного газа Enbridge соединяют наиболее крупные месторождения природного газа и нефти в Северной Америке с крупнейшими центрами потребления на континенте – Нью-Йорком, Чикаго, Бостоном, Торонто, Ванкувером и Сиэтлом, а также с рынками сжиженного природного газа (СПГ) в Мексике.

Сеть магистральных трубопроводов, транспортирующих природный газ, компании Enbridge транспортирует около 20% всего газа, потребляемого на территории Соединенных Штатов Америки. Газопроводы и магистральные трубопроводы компании простираются на 26 000 миль (41 850 км) в 31 штате США, в пяти провинциях Канады и по дну Мексиканского залива [2].

Являясь одной из крупнейших газотранспортных компаний в Мексиканском заливе, Enbridge владеет 11 действующими трубопроводами для транспортировки и сбора природного газа, которые транспортируют более 40% добычи природного газа в море и более 50% добычи природного газа в глубоководных зонах и заливе.

В работе представлен анализ производственных и экономических показателей деятельности компании «ENBRIDGE INC» за период с 2012 по 2018 года: рассмотрена динамика объемов перекачки нефтепродуктов, графики величины выручки и чистой прибыли, приведены показатели величины уплаченных налогов.

В рассматриваемом периоде можно выделить две стадии развития компании (рис. 1). В период с 2012 по 2014 года происходит непрерывный рост объемов перекачиваемой нефти и нефтепродуктов, связанный с наращиванием США (основного импортера канадской нефти) производства сланцевой нефти и экспорта «черного золота». Прослеживается прямая зависимость объемов перекачки и выручки компании. Максимального значения объемы перекачки достигли в 2014 году и составили 2,87 млн. барр. в день [1]. Затем в 2015 году произошел резкий спад объемов перекачки.

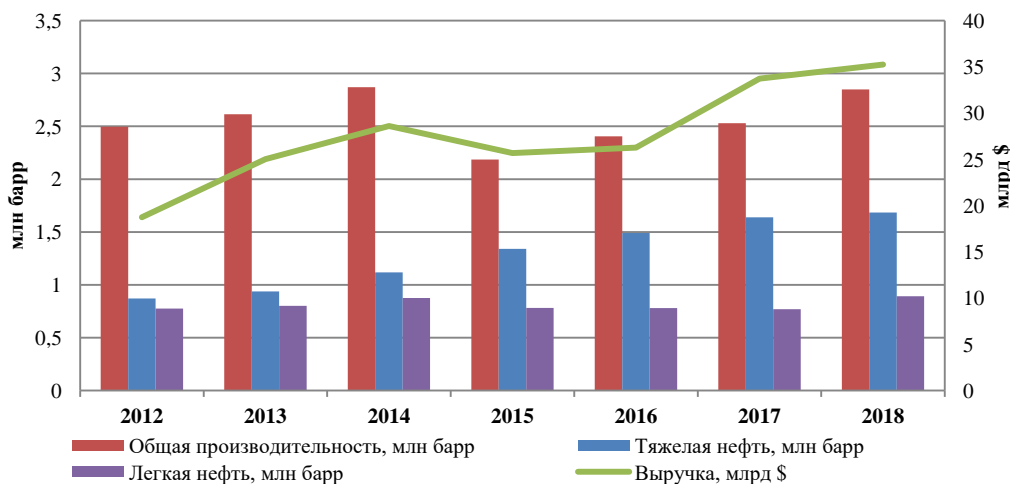


Рис. 1 Анализ объемов перекачки нефтепродуктов и выручки

Из графика можно проследить прямую зависимость чистой прибыли к общей выручки компании (рис. 2).

В 2015 году чистая прибыль достигла своего минимума связи с уменьшением объемов перекачки примерно на 30% и резким падением цены на нефть почти в 2 раза.

В рассматриваемом периоде линия тренда выручки предприятия возрастала от года к году. В последние годы прослеживается прямая зависимость выручки компании от цены на нефть. В 2014 году произошло ошутимое падение цен, а также сопутствующее ему падение выручки компании. Согласно графику выручка от реализации продукции снизилась в период снижения цены на нефть незначительно, что означает, что компания увеличивала

объемы продаж. Пикового значения выручка от реализации достигла в 2018, и составила 46 млн. канад. долл [1]. В рассмотренном периоде общий объем капиталовложения оставался приблизительно на одном

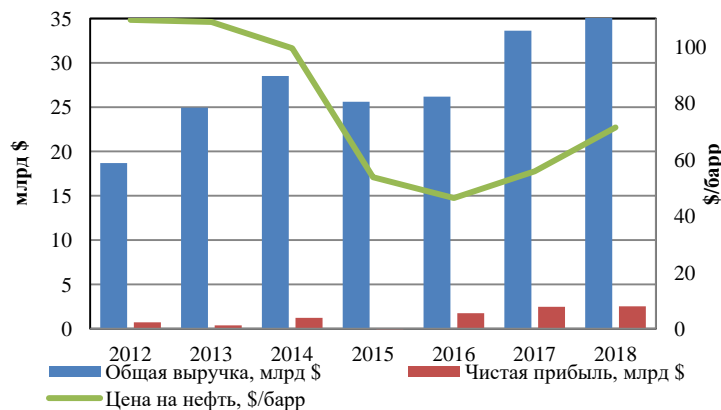


Рис. 2 Анализ выручки и чистой прибыли



Рис. 3 Анализ выручки и уплаченных налогов

В периоде с 2012 по 2014 год, с 2015 по 2018 год выручка предприятия возрастала (рис. 3). Прослеживается прямая зависимость уплаченных налогов от выручки. Точкой минимума уплаченных налогов стал 2017 год, компания получила компенсацию в размере 2 млрд \$. Эта сумма была обусловлена принятием в США «Закона о сокращении налогов и рабочих мест» 22 декабря 2017 года [1], который декларировал снижение федеральной ставки корпоративного подоходного налога с 35% до 21%.

Рассматривая производственные и экономические результаты деятельности компании, можно сделать вывод, что в краткосрочной перспективе экономический успех компании уязвим к сильным колебаниям при падении цены на нефть или каких-то политических решений. А в долгосрочной перспективе наблюдаются предпосылки к устойчивому развитию в области транспорта нефти и газа.

В преддверии 2020 года ожидаемая прибыль на акцию составит от 4,85 до 5,15 доллара за акцию. Большая часть роста EBITDA на 14% по сравнению с 2019 годом обусловлена вкладом проекта «Замена линии 3». Свободный денежный поток за вычетом дивидендов и затрат на обслуживание может превысить 3,5 миллиарда долларов. Доступные денежные средства в размере 5–6 млрд. долл. США дадут Enbridge множество возможностей для развертывания имеющегося капитала в проектах роста с низким уровнем риска [1].

Компания в последние годы разрабатывает планы по расширению сферы своей деятельности. «ENBRIDGE INC» приобретает новые участки трубопроводов, расширяет эксплуатируемые трубопроводы, приобретает и объединяется с другими компаниями.

Литература

1. Квартальные и годовые отчеты компании «ENBRIDGE INC». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.enbridge.com/investment-center/reports-and-sec-filings/investor-documents-and-filings#documents:english,annualreport,from2012,to2019>.
2. Официальный сайт компании «ENBRIDGE INC». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.enbridge.com/>

**ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ ОБЪЕКТА Ю₂
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «К»**

Н.К. Вальман

Научный руководитель - профессор О.С. Чернова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Аннотация. В статье рассматривается рекомендуемый вариант разработки месторождения «К», выбранный на основе гидродинамических расчетов из 3 предложенных. Для рекомендуемого варианта предлагается оптимальная очередность бурения с учетом технико-экономической эффективности каждой из скважин.

Целью данной работы является рассмотрение вариантов разработки месторождения «К» и оценка их технико-экономической эффективности по каждой скважине индивидуально.

В административном отношении месторождение «К» расположено в Красноселькупском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. В нефтегазоносном отношении месторождение находится в пределах Тазовского нефтегазоносного района Пур-Тазовской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [3].

Месторождение «К» открыто в 1982 году. По состоянию изученности на 01.01.2017 нефтегазоносность установлена в отложениях тюменской (пласты Ю₂¹, Ю₂²), сиговской (пласты Ю₁¹⁻¹, Ю₁¹⁻², Ю₁², Ю₁³, Ю₁⁴, Ю₁⁵) [3] и заполярной (БТ₅) свит. Пласт Ю₂ представлен частым переслаиванием уплотненных серых, темно-серых глин, глинистых песчаников, алевролитов, часто с буроватым оттенком, с прослоями углей, характерен растительный детрит, корневые остатки, отмечаются биотурбированные прослои, пирит. Средний показатель проницаемости равен 20,3 мД. Средние показатели по пористости равны 15,5 % и 17,0 % по нефтенасыщенной толщине и по газонасыщенной толщине, соответственно.

Для данного объекта было предложено 3 варианта разработки [1]. Эффективность определялась путем оценки каждой скважины отдельно, что дало возможность исключить ту или иную скважину из следующего варианта разработки или изменить ее положение. Так скважин становилось меньше от варианта к варианту. Использовались следующие параметры отбора скважин: чистая приведенная стоимость (NPV) и индекс доходности (PI) и накопленные показатели.

Объект Ю₂ разрабатывался с марта 2003 по апрель 2004 года одной газовой скважиной № 11 [2]. В июне 2003 года скважину перевели на пласт Ю₁². С начала разработки отобрано 8,5 млн м³ газа и 26 тыс. т конденсата. Текущий КИГ составляет 0,003 д. ед. Начальное пластовое давление по пласту составляет 29,4 МПа, текущее находится на уровне начального.

В таблице 1 приведены экономические показатели рекомендуемого варианта разработки поскважинно, что дает возможность сравнить показатели скважин между собой.

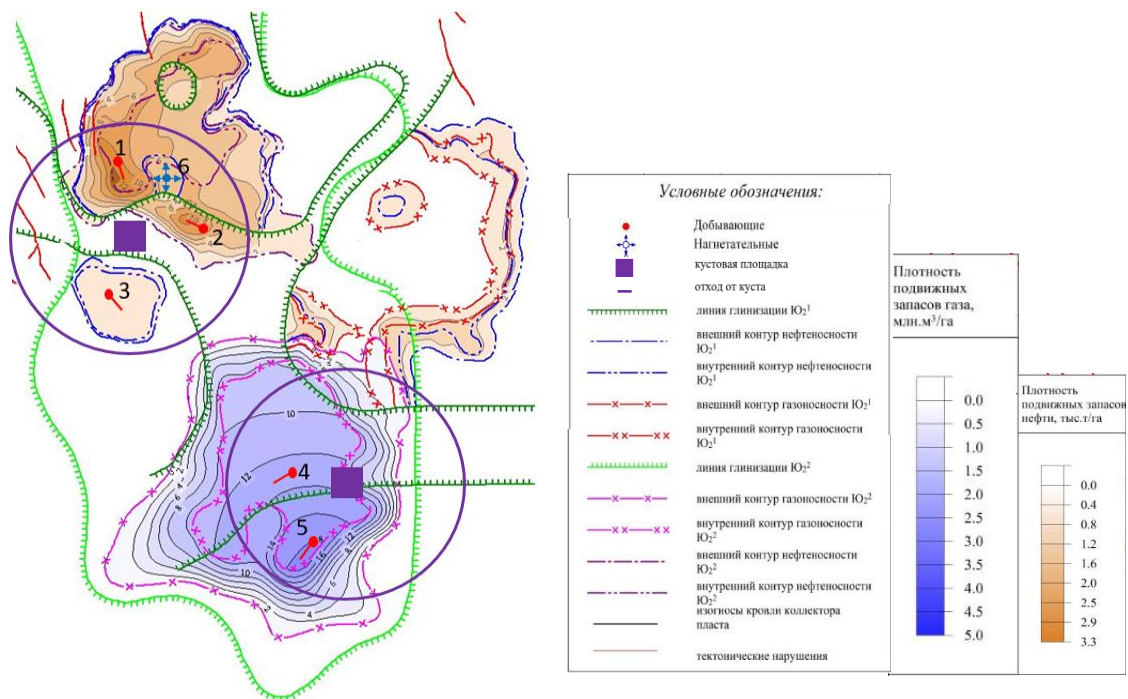


Рис. Карта расположения проектного фонда для рекомендуемого варианта разработки

Таблица 1

Экономические показатели рекомендуемого варианта разработки поскважинно

| Параметр | Ед. изм. | Скважины | | | | |
|-------------------------------|--------------------|----------|------|------|------|------|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Конструкция | - | ГС | ГС | ГС | ГС | ГС |
| Длина горизонтального ствола | м | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| Накопленная добыча нефти | тыс. т. | 256 | 146 | 98 | - | - |
| Накопленная добыча газа | млн.м ³ | - | - | - | 550 | 819 |
| Накопленная добыча конденсата | тыс. т. | 153 | 79 | 57 | 160 | 306 |
| NPV | млн. | 142 | 533 | 1 | 27 | 39 |
| PI | доли. ед. | 6,58 | 2,24 | 1,01 | 1,15 | 1,19 |

Экономическая эффективность также подтверждена расчётными значениями запускных дебитов, отраженных в таблице 2, с учетом неопределенностей.

Суммарные технико-экономические показатели трех вариантов разработки отображены в таблице 3.

Таблица 2

Запускные дебиты для проектных скважин

| Параметр | Ед. изм. | Скважины | | | | |
|-----------------------|---------------------|----------|-----------|-----------|----------|----------|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Запускной дебит нефти | тыс. т | 47,5±0,3 | 25,0±0,11 | 12,0±0,08 | - | - |
| Запускной дебит газа | млн. м ³ | - | - | - | 7,8±0,13 | 7,2±0,07 |

Таблица 3

Сравнение технико-экономических показателей трех вариантов разработки

| Параметры | Ед.изм. | Варианты | | |
|--|--------------------|----------|-------|-------|
| | | 1 | 2 | 3 |
| Накопленная добыча нефти | тыс.т. | 673 | 508 | 688 |
| Накопленная добыча свободного газа и газа ГШ | млн.м ³ | 260 | 429 | 498 |
| Накопленная добыча конденсата | тыс.т. | 20 | 66 | 100 |
| Коэффициент извлечения нефти (КИН) | доли.ед. | 0,273 | 0,207 | 0,280 |
| Коэффициент извлечения газа (КИГ) | доли.ед. | 0,153 | 0,314 | 0,462 |
| Коэффициент извлечения конденсата (КИК) | доли.ед. | 0,124 | 0,302 | 0,455 |
| Индекс доходности капитальных затрат | доли.ед. | 0,72 | 2,68 | 3,67 |
| Чисто дисконтируемый доход (ЧДД 15%) | млн.руб. | -94 | 587 | 629 |
| Выручка, ВСЕГО, в т.ч. | млрд.руб. | — | 11,6 | 15,9 |

Из таблицы 3 мы можем заметить, что исключение технико-экономически неэффективных скважин из вариантов от первого до третьего разработки влияет на технико-экономическую картину в целом и дает повод третий вариант разработки назвать рекомендуемым, а также принять его в дальнейшем в работу. Учитывая сложное геологическое строение эксплуатационного объекта и факторы, осложняющие его разработку, в работе рассмотрены системы с применением как наклонно-направленных, так и горизонтальных добывающих скважин. Технико-экономический анализ показал, что размещение добывающих горизонтальных скважин с длиной ГС 500 м в зонах пласта с максимальными значениями эффективных нефтенасыщенных толщин, а также формирование избирательной системы ППД с закачкой воды в наклонно-направленные нагнетательные скважины является наиболее эффективным вариантом разработки объекта Ю₂.

Литература

1. Закон Российской Федерации «О недрах» от 21.02.1992 № 2395-1 (с изменениями и дополнениями).
2. Нефть и Капитал: [Электронный ресурс]. ЯНАО, 2002-2020. URL: <https://oilcapital.ru>. – Загл. с экрана.
3. Якимов И.Е., Кустышев А.В. Концептуальные подходы к освоению месторождений Харампурско-часельской зоны//Наука и ТЭК. – 2012. – №2. – С. 43–45

**АНАЛИЗ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ КОМПАНИИ
ОАО «ВАРЬЕГАННЕФТЬ»**

К.Р Гайнулина, А.А. Нурсалиева, А.А. Усенова

Научный руководитель - доцент И.В Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В последние десятилетия в России происходит значительное увеличение частоты негативных явлений, связанных с нарушением пропорций между приростом промышленных запасов нефти и объемами ее добычи: высокие темпы прироста добычи не компенсируются темпами прироста запасов нефти, значительный прирост добычи нефти в основном обеспечивается за счет интенсификации отбора нефти на месторождениях, введенных в разработку в 60-70-е годы XX века.

В статье проанализировано современное состояние нефтяной компании ОАО «Варьеганнефть», рассмотрена деятельность компании в период с 2009 по 2018 г.

ОАО «Варьеганнефть» занимается разведкой и разработкой группы нефтегазоконденсатных месторождений на территории Ханты-Мансийского автономного округа, Тюменской области в г. Радужный.

На сегодняшний день ОАО «Варьеганнефть» имеет лицензию на право пользования недрами Варьеганского участка недр и оказывает услуги по добыче нефти на Западно-Варьеганском, Тагринском, Ново-Аганском, Валюнинском, Южно-Ярайнерском участках недр. Нефтяной эксплуатационный фонд компании к началу 2018 года составил 2 733 скважины.

По данным 2018 года на Варьеганском месторождении было добыто более 2 млн. 933 тысяч тонн нефти, что на 5% больше прошлогоднего показателя и 2 млрд. 013 млн. м. куб. попутного нефтяного газа. Эффективность геолого-технических мероприятий составила 107,731 тысячи тонн нефти дополнительной добычи, то есть 16,2% от объема годовой добычи.

Сегодня месторождение находится на IV – последней стадии разработки, характеризующейся стабильным низким уровнем добычи, высоким уровнем обводненности продукции, которая составила по состоянию на 2018 г. – 93,3%.

Наряду с ежегодным ростом добычи нефти в РФ происходит стабильное снижение доли компании ОАО «Варьеганнефть» в производстве (рис. 1). Для выявления причины такой закономерности обратимся к диаграмме, построенной на основе данных годовых отчетов компании и отражающей изменение показателей плановой и фактической добычи нефти в период с 2009 по 2018 г (рис. 2).

Стабильно высокое значение обводненности нефти, характерное для последней стадии разработки месторождений, является одной из основных причин снижения темпов добычи нефти в исследуемом периоде. Необходимо отметить перевыполнение плана компанией в 2014-2016 годах, которое связано, в первую очередь, с интенсификацией применения геолого-технологических мероприятий (ГТМ) (рис. 3).

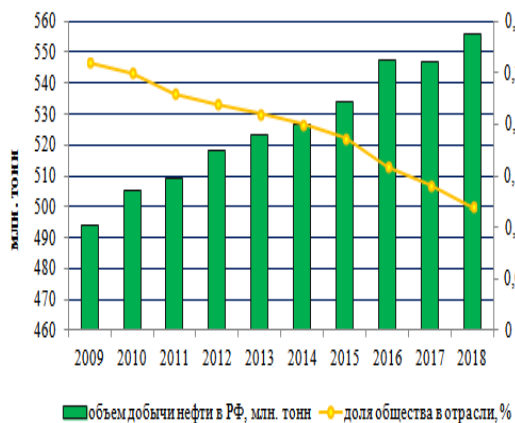


Рис. 1 Динамика добычи нефти в РФ

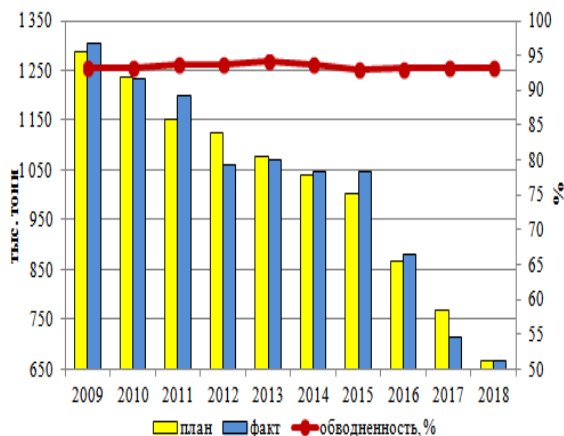


Рис. 2 Динамика добычи нефти в ОАО «Варьеганнефть»

В 2014 году добыча нефти с применением ГТМ превысила значение предыдущего года более чем на 25 тыс. тонн, что и обеспечило достижение плановых показателей производства. Закачка воды в качестве метода искусственного воздействия на пласт применяется компанией все реже, т.к. значение обводненности добываемой нефти, как уже неоднократно упоминалось выше, и без того находится на высоком уровне, а дальнейшее ее увеличение может привести к достижению предела рентабельности разработки месторождения (98%).

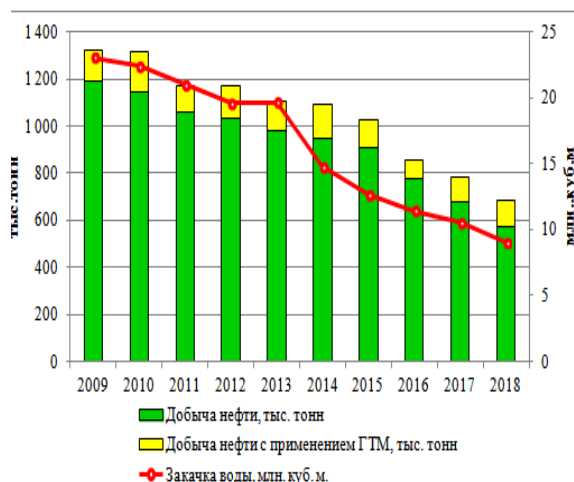


Рис. 3 Добыча нефти с применением методов искусственного воздействия на пласт

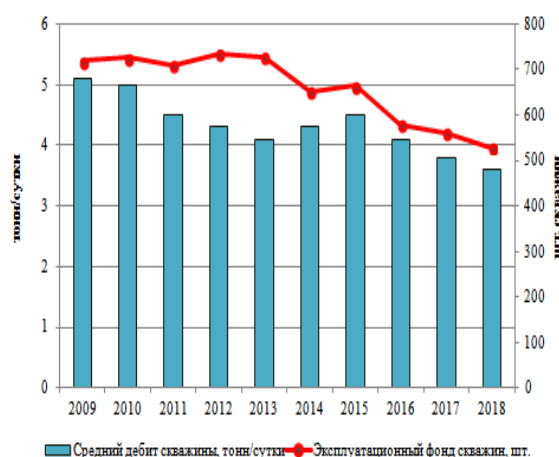


Рис. 4 Изменение объемов добычи нефти в зависимости от эксплуатационного фонда скважин

Ликвидация основной части эксплуатационного фонда скважин также напрямую влияет на динамику добычи нефти (рис. 4). Так, с начала рассматриваемого периода организацией была произведена консервация 189 скважин, а снижение объемов добытой нефти составило 619 млн. тонн.

Производственно-экономический анализ компании ОАО «Варьеганнефть» показал, что на завершающем этапе разработки не обеспечивается необходимый уровень значений производственных показателей вследствие истощения запасов месторождения. Организация пребывает на стадии экономического спада, поэтому ее дальнейшее развитие целесообразно проводить по экстенсивному пути, т.е. за счет освоения новых месторождений, а также повышения квалификации кадров для выполнения работ в качестве генерального подрядчика на лицензионных участках иных организаций.

Литература

1. Годовые отчеты по результатам работы ОАО «Варьеганнефть» за 2009-2018 годы [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.e-disclosure.ru/portal/files.aspx?id=758&type=2>.
2. Колесников А.О. О состоянии и перспективах развития нефтегазовой промышленности экономика, управление. Колесников А.О., Рефлов В.А. // Нефтяное хозяйство. – 2019. – №1. с. 10–13.
3. ОАО Варьеганнефть [Электронный ресурс]. – <http://www.oaovn.ru>.

АНАЛИЗ ФИНАНСОВЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ОАО «СЕВЕРНЕФТЕГАЗПРОМ»

А.Б. Гомбоева, Н.С. Якунина

Научный руководитель - доцент И.В Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В статье проведен анализ деятельности открытого акционерного общества «Севернефтегазпром» в период с 2014 по 2018 год. Приведены данные о динамике добычи природного газа, изменение прибыли и налогообложения в рассматриваемый период.

Ключевые слова: добыча газа, геологоразведочные работы, прибыль, цена на природный газ, налогообложение.

ОАО «Севернефтегазпром» относится к компаниям группы «Газпром». Деятельность данной организации направлена на добычу, сбор, предварительную подготовку природного газа к транспортировке, а также его реализацию. Помимо этого, компания проводит геологоразведочные и поисковые работы на территории месторождений.

К месторождениям, владельцами лицензий на право геологического изучения и добычи углеводородного сырья которых является ОАО «Севернефтегазпром», относятся Яровое, Западно-Часельское и Южно-Русское. При этом Западно-Часельское и Яровое месторождения относятся к числу разведанных и не эксплуатируются, в то время как на Южно-Русском ведется промышленная эксплуатация с 2007 года [3].

Согласно данным отчетов к концу 2018 года сырьевая база компании состоит из 145 газодобывающих скважин, 3 из них приходятся на добычу газа залежей туронских отложений, которые относятся к категории трудноизвлекаемых, а в остальных скважинах идет добыча газа из залежей сеноманских отложений. В планах на 2019 год стоит увеличение количества добывающих скважин из туронской залежи до 15. В 2019 году планируется запуск еще 12 скважин, добывающих газ из туронской залежи (рисунок 1) [1].



Рис. 1 Структура фонда скважин



Рис. 2 Корреляция добычи газа и затрат на добычу

В 2016 году количество наблюдательных, поглощающих и добывающих скважин возросло. Это привело к резкому увеличению добычи газа на 0,32% в 2016 году, в 2017 году произошёл спад, а в 2018 году уровень добычи снова вырос. По мнению специалистов, в дальнейшем увеличение числа наблюдательных скважин поможет повысить значения объёмов добычи газа, за счет применения методов интенсификации. Проведем анализ динамики уровня добычи углеводородов и затрат на добычу в исследуемый период (рисунок 2).

В 2014 и 2015 годах добыча газа находится на одном уровне, а в 2016 году происходит резкий скачок до 25,149 млрд. м. куб. В 2017 году происходит спад добычи ниже уровня 2014-2015 годов, а к 2018 году снова возрастает. В это время происходит ежегодный рост затрат на 1 тыс. м. куб. газа и в 2018-ом году достигает 153 млн руб. за 1000 м. куб. газа. В общем, скачки добычи природного газа являются незначительными, не более половины процента, что говорит о стабильности уровня добычи. На основании линии тренда, можно сказать о тенденции в сторону роста добычи [2]. Далее представим динамику прибыли и цены на природный газ (рисунок 3). Из диаграммы видно, что цена на сырьё в достаточной степени влияет на прибыль компании. Так, в 2014 году цена на газ была минимальна, прибыль также имеет наименьшие показатели за рассматриваемый период. В 2015 году происходит резкое увеличение цены на газ и вследствие этого происходит увеличение прибыли. Незначительное уменьшение цены на нефть в 2017 году сопровождается уменьшением прибыли. С 2016 по 2018 наблюдается рост суммарных уплаченных налогов по сравнению с 2014 и 2015 годами. По рисунку 4 видно, что происходит увеличение НДС на единицу добычи УВ, что говорит о росте налоговой ставки на добычу полезных ископаемых (рисунок 4) [2].



Рис. 3 Корреляция прибыли и цены на природный газ

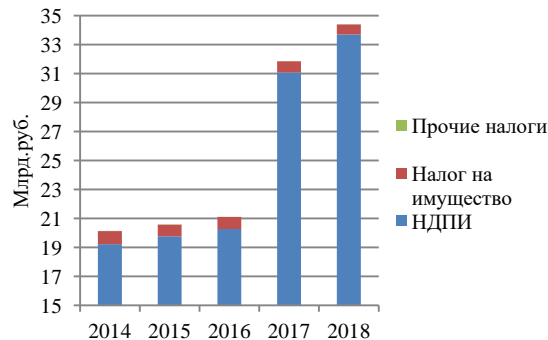


Рис. 4 Структура уплаченных налогов

Таким образом, проведя анализ компании ОАО «Севернефтегазпром», можно сделать следующие выводы:

- добыча газа находится на одном уровне и в дальнейшем компания собирается только расширять фонд скважин для увеличения прибыли;
- компания ориентирована на увеличение добычи с целью поддержания финансовой устойчивости, несмотря на снижение цен на углеводороды на мировом рынке;
- компания способна выдерживать увеличение ставки налогов, а также скачки стоимости углеводородов.

Литература

1. Блехцин И. Я. Социальная стратегия ОАО «Газпром» и пути ее реализации //Актуальные проблемы экономики и стратегического управления развитием топливно-энергетического комплекса. – 2014. – С. 62-81.
2. Годовая отчетность ОАО «Севернефтегазпром» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://severneftegazprom.com/akcioneram-i-investoram/raskrytie-informacii/otchety/> свободный. – Загл. с экрана (Дата обращения 7.12.2019).
3. Южно-Русское месторождение [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.gazprom.ru/projects/yuzhno-russkoye/> свободный. – Загл. с экрана (Дата обращения 7.12.2019).

ПРОИЗВОДСТВЕННО-ФИНАНСОВЫЙ АНАЛИЗ КОМПАНИИ «ТЮМЕННЕФТЕГАЗ»

Д.А. Гузеев, А.А. Мельников

Научный руководитель - доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Аннотация: В статье проведен производственно-финансовый анализ АО «Тюменнефтегаз».

Ключевые слова: Месторождение, бурение, скважина, добыча, попутный газ, сырая нефть.

АО «Тюменнефтегаз» – дочернее общество ПАО «НК «Роснефть», являющееся одним из ключевых в структуре НК «Роснефть». Основной деятельностью предприятия является разработка месторождения «Русское». Месторождение расположено за полярным кругом в Тазовском районе Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО). Величина геологических запасов составляет 1,5 млрд т, извлекаемых — 410 млн т. Русское месторождение находится в распределённом фонде недр и относится к классу крупных, а по степени промышленной освоенности к разведываемым.

В 2014 году пробурено 63 скважины, в том числе эксплуатационных – 52, газовых – две, водозаборных – 9. В рамках реализации ОПР в 2014–2017 годах было пробурено восемь многостольных скважин, в том числе три по технологии Fishbone.

В 2015 году АО «Тюменнефтегаз» приступило к промышленной добыче нефти на Русском месторождении. Нефть, добываемая на месторождении, является низкопарафинистой и малосернистой, что придает ей высокие товарные свойства, однако из-за высокой вязкости нефть достаточно сложно закачивать непосредственно в нефтепровод.

Транспорт нефти с Русского месторождения планируется осуществлять по собственному трубопроводу, соединяющему месторождение Русское с ПСП «Заполярье» с последующей сдачей продукции в магистральный трубопровод АК Транснефть. Вариант развития актива предполагает синхронизацию поставок нефти Русского месторождения и продукции с ЛУ ЗАО «РОСПАН ИНТЕРНЭШНЛ».

На рисунке 1а представлена динамика объема добычи и чистой прибыли. Форма кривой зависимости выручки повторяет форму зависимости добычи сырья. Данный факт свидетельствует о том, что выручка компании полностью зависит от объемов добываемой продукции. Но существуют и другие факторы, влияющие на выручку компании, такие как себестоимость продукции. 2015 год выбивается из общей тенденции, что связано с резким падением цены на нефть в 2015 году. Общотраслевые риски, связанные с динамикой мировых цен на нефть, в большей степени несет нефтяная компания ПАО «Роснефть» в целом.

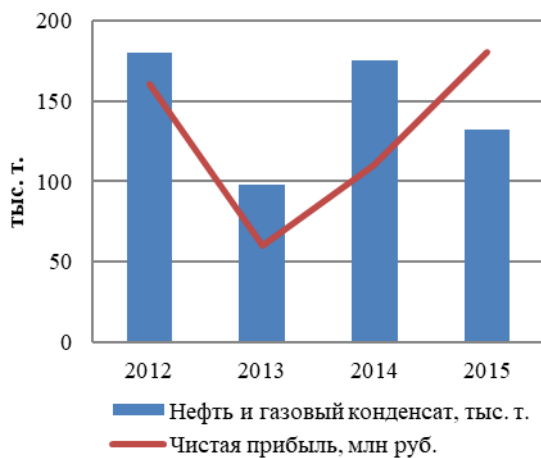


Рис. 1а Добыча нефти и газового конденсата

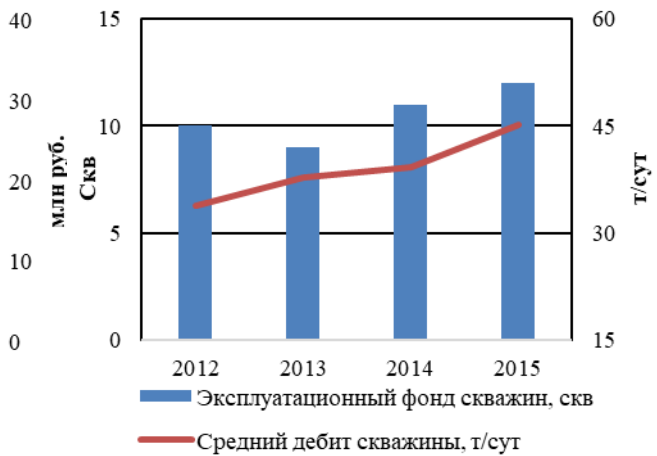


Рис. 1б Эксплуатационный фонд скважин

Вместе с тем, снижение мировых цен на нефть может неблагоприятно сказаться на деятельности Общества, в первую очередь, за счет снижения выручки от продаж, снижения эффективности деятельности и, как следствие, сокращение инвестиций в развитие Общества. Общество затрудняется прогнозировать возможность существенного изменения цены на нефть в связи с волатильностью рынка. Согласно годовым отчетам компании эксплуатационный фонд скважин падает в 2012-2013 гг., затем снова возрастает в 2014-2015 гг. (рис.1б). Средний дебит напрямую зависит от эксплуатационного фонда скважин, за исключением 2013 года, в котором средний дебит возрос, не смотря на уменьшение эксплуатационного фонда, можно предположить, что динамика среднего дебита новой скважины будет повторять динамику эксплуатационного фонда.

Извлекаемые запасы нефти на 01.01.2016г по категории С₁ составляют 370 753 тыс.т. Существует потенциал перевода запасов из категории С₂ (50 602 тыс.т.) в С₁. Риски по превышению бездействующего фонда и снижению дебитов скважин отсутствуют, что подтверждено исследованиями на стадии опытно-промышленной разработки месторождения в 2008-2014 гг. и эксплуатацией скважин в 2015 году.

СЕКЦИЯ 17. ЭКОНОМИКА МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. ПРИРОДОРЕСУРСНОЕ ПРАВО

На рисунке 2 представлена структура себестоимости товарной продукции. Основную часть затрат составляет прочие затраты, их доля особенно высока в 2015 году. Затраты на оплату труда значительно возросли с 2014 года, что связано с расширением штата компании. С течением времени увеличивались амортизационные отчисления, поскольку на месторождении началось полномасштабное обустройство. Налоговые затраты снизились, это обуславливается тем, что компания добилась льгот, на добычу высоковязкой нефти.

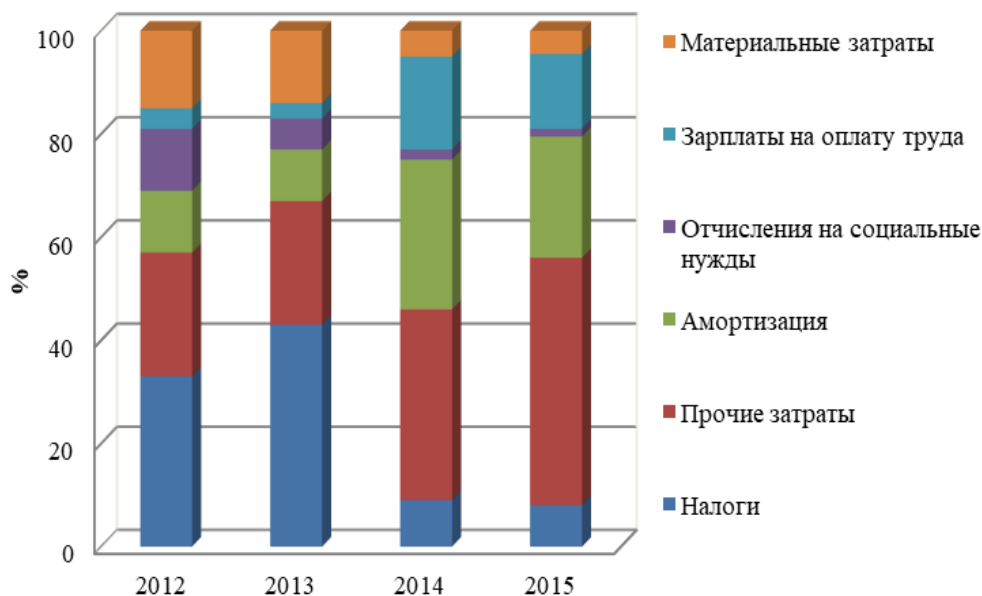


Рис. 2 Структура себестоимости продукции АО «Тюменнефтегаз»

Таким образом, стоит отметить, что в долгосрочной перспективе компания будет обеспечена запасами нефти, следовательно, ежегодно будут расти показатели добычи нефти. Показатели за 2015 год демонстрируют рост, что позволяет говорить о положительной динамике развития компании и прогнозировать ее дальнейшие благоприятные перспективы. Средний дебит напрямую зависит от эксплуатационного фонда скважин и, если в месторождении Русское продолжится внедрение инновационных способов добычи трудноизвлекаемой нефти, то средний дебит будет иметь только положительный тренд.

Благоприятным фактором для компании может стать введение в эксплуатацию магистрального трубопровода, что позволит снизить затраты на транспорт нефти, и сделает более рентабельным увеличение объемов добычи. При должном финансировании от головной компании, АО «Тюменнефтегаз» может стать одним из крупнейших добывающих филиалов структуры ПАО «Роснефть».

Литература

1. Официальный сайт АО Тюменнефтегаз [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://tumenneftgaz.rosneft.ru/about/>
2. Официальный сайт АО Тюменнефтегаз [Годовая отчетность] - https://tumenneftgaz.rosneft.ru/Investors/statements_and_presentations/Statements/
3. Русское месторождение http://www.nftn.ru/oilfields/russian_oilfields/jamalo_neneckij_ao/russkoe/7-1-0-1179

ПРОИЗВОДСТВЕННО-ФИНАНСОВЫЙ АНАЛИЗ ОАО «ВАРЬЕГАННЕФТЬ»

Д.С. Ермалюк, Д.Е. Мамруков

Научный руководитель - доцент И.В Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

ОАО «Варьганнефть» вошло в структуру нефтедобывающего холдинга «РуссНефть» в 2002 году и является одним из ведущих предприятий нефтяной промышленности Западной Сибири. «Варьганнефть» осуществляет добычу и подготовку углеводородного сырья на территории Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов.

В 2016 году на месторождениях ОАО «Варьганнефть» добыто свыше 878,340 тыс. тонн нефти и 627,842 млн. куб. метров газа. Проведено 184 геолого-технических мероприятий (ГТМ). Среднесуточный прирост дебита от реализации программы ГТМ составил 4,3 тонн/сут. на скважину, что в совокупности, позволило дополнительно добыть 79,093 тыс. тонн нефти.

Предприятие ведет разработку Варьганского, Ново-Аганского и Валюнинского месторождений и оказывает операторские услуги по добыче нефти предприятиям: ООО «Белые ночи», ООО «Ново-Аганское», ООО «Валюнинское».

Варьганское месторождение расположено в Тюменской области, в 20 км к северо-востоку от Сургута (рис.1). На месторождении общий проектный фонд скважин составляет 3422 штуки (без учета специальных и резервных скважин). Данное нефтегазовое месторождение на сегодняшний день находится на завершающей стадии своей разработки. Основная доля добытой на Варьганском месторождении нефти была получена фонтанным способом эксплуатации. По состоянию на 01.01.2019 текущие извлекаемые запасы нефти и конденсата по категории АВ1 по Варьганскому месторождению составляют 55,168 млн. т.



Рис. 1 Месторождения ОАО «Варьганнефть»

По графикам на рисунках 2 и 3 видно, что добыча нефти снижается из года в год (темп снижения добычи 0,115), что говорит о малой эффективности эксплуатационного бурения, что является следствием недостаточной изученности имеющихся месторождений и необходимости дальнейших инвестиций в геолого-разведочные работы. Другой причиной снижения добычи является высокая выработанность запасов.

Несмотря на это, выручка компании увеличивается с 2015 по 2018 год за счет вследствие изменения макроэкономических условий. Выручка от реализации в 2018 году по сравнению с 2015 годом увеличилась на 3 419 136 тыс. руб. (на 26%). Основным фактором роста является увеличение реализации как на внутреннем рынке, так и на экспорт. Изменение текущей негативной ситуации в добыче нефти ориентирует компанию активно вкладывать в оборудование и проводить ГТМ, что позволяет уменьшить объемы эксплуатационного бурения (рис.4).

**СЕКЦИЯ 17. ЭКОНОМИКА МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ.
ПРИРОДОРЕСУРСНОЕ ПРАВО**

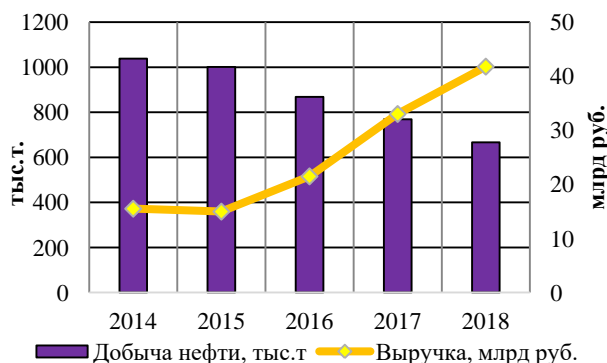


Рис. 2 Добыча нефти в ОАО «Варьганнефть»



Рис. 3 Эксплуатационный фонд скважин ОАО «Варьганнефть»

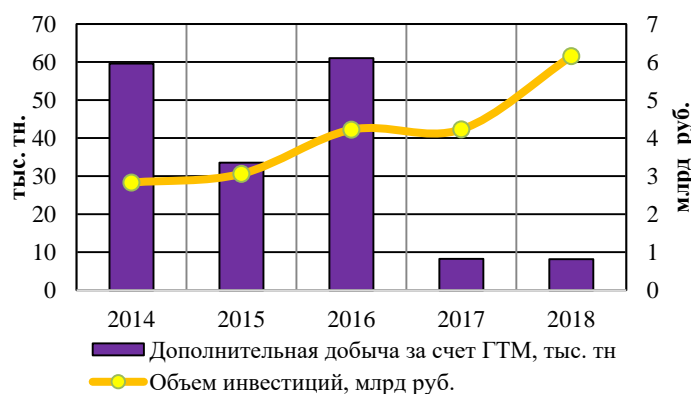


Рис. 4 Эффективность геолого-технических мероприятий

Несмотря на это, выручка компании увеличивается с 2015 по 2018 год за счет вследствие изменения макроэкономических условий. Выручка от реализации в 2018 году по сравнению с 2015 годом увеличилась на 3 419 136 тыс. руб. (на 26%). Основным фактором роста является увеличение реализации как на внутреннем рынке, так и на экспорт. Изменение текущей негативной ситуации в добыче нефти ориентирует компанию активно вкладывать в оборудование и проводить ГТМ, что позволяет уменьшить объемы эксплуатационного бурения (рис.4).

Из рисунка 4 видно, что эффективность геолого-технических мероприятий в 2017 и 2018 годах крайне мала, по сравнению с предыдущими годами. Дебит скважин в 2017 и 2018 годах снижается, а инвестиции в 2017 и 2018 году растут. Из вышесказанного можно сделать вывод о крайне неэффективных ГТМ, проводимых в последние годы исследования. Проводимые в 2017-2018 г. ГТМ не приносят того результата, который был достигнут в предыдущие годы. Если технологии совершенствуются, а результат ухудшается, можно предположить о недостаточном инвестировании компании в геологическое изучение и моделирование нефтегазовых коллекторов.

За последние пять лет компания ОАО «Варьганнефть» не справляется с проблемой уменьшения добычи нефти, но выручка с 2015 по 2018 год растёт. Компания активно бурит эксплуатационные скважины, которые не приносят результата, что говорит о менее эффективном использовании старых запасов и неэффективности проводимых методов интенсификации добычи и увеличения нефтеотдачи. Таким образом, компания идет по интенсивному пути развития, используя старый эксплуатационный фонд.

Несмотря на постоянное увеличение объёма продаж (выручки), прибыль компании нестабильна. При постоянно изменяющейся прибыли, значительной выработанности запасов, высокой обводненности и, как следствие, систематических падениях добычи нефти существует большой риск провала компании. Акционерному обществу «Варьганнефть» необходимо делать капиталовложения в геологоразведку для увеличения начальных запасов углеводородов и пробуривания новых высокодебитных скважин, что позволит в будущем стабилизировать и увеличить прибыль компании.

Литература

1. Годовые отчеты ОАО «Варьганнефть» за 2014-2018 – Режим доступа: <https://www.e-disclosure.ru/portal/files.aspx?id=3166&type=3>.
2. Интерактивная электронная карта недропользования Российской Федерации. – Режим доступа: <https://map.mineral.ru/>.
3. Нефтегазовые месторождения: Ханты-Мансийский АО – Режим доступа: http://www.nftn.ru/oilfields/russian_oilfields/khanty_mansijskij_ao/6.
4. Официальный сайт ОАО «Варьганнефть» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.oaovn.ru/>.

ГЕОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ЗАПАСОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ: ОПЫТ КАЗАХСТАНА

Ф.М. Исатаева, Ж.Б. Кошмаганбетова, Л.И. Тогайбаева, Г.Г. Блялова

Научный руководитель - профессор В.С. Портнов

Карагандинский государственный технический университет, г. Караганда, Казахстан

Геологическая отрасль Казахстана, ключевым критерием эффективности работы которой является прирост разведанных запасов полезных ископаемых, призвана обеспечить опережающее изучение недр и восполнение минерально-сырьевой базы [1,2]. Природные катастрофы усиливают требования к обоснованности управленческих решений, нацеленных на достижение устойчивости развития и государства, и его регионов [3]. Возрастает роль рационального размещения техногенных объектов, научной обоснованности создания специальных зон, основываясь на картографической и информационной базе данных. Нарастание экспорта минерально-сырьевой казахстанской продукции требует решения сложнейших отраслевых задач: открытие новых месторождений, структурная и технологическая модернизация действующих месторождений, подготовка квалифицированных кадров [4].

Для соответствия уровню экономического развития богатых природными ресурсами стран, к числу которых относится и Казахстан, требуется интенсификация их добычи, увеличение глубины переработки в готовую продукцию с целью получения добавленной стоимости в обрабатывающей отрасли [5-9].

Не теряет актуальность проблема повышения инвестиционной привлекательности отрасли за счет активизации таких экономических методов, как льготное налогообложение, преференции, лицензии, отмена налога на добавленную стоимость, на геологоразведочные работы и геологическую информацию.

Экономическая оценка месторождений полезных ископаемых, будучи важнейшей составляющей при обосновании геологоразведочных работ, разработки проектов кондиций для подсчета запасов и их предстоящего освоения промышленностью, предполагает расчет эффекта, полученного от реализации конкретной программы по освоению запасов. С её помощью выбирается экономически целесообразный вариант освоения запасов. Объекты, выявленные на поисковой стадии, становятся объектом пристального внимания для промышленности. При этом надежность геолого-экономической оценки запасов месторождения, складывающейся из двух составляющих - геологической и экономической, во многом определяется количественным определением разведываемых запасов [1].

В целях улучшения инвестиционного климата в Казахстане недропользователям, **создания благоприятных условий в геологоразведочной отрасли** необходимы безвозмездный доступ к геологической информации, восстановление налоговых льгот на добавленную стоимость касательно геологоразведочных работ, своевременное оформление контрактов на приобретение лицензии. Учитываются требования инвесторов к категоризации запасов и их подсчету: так, к запасам низких категорий, вовлекаемых в отработку в более поздние сроки, требования менее жесткие по сравнению с запасами первоочередной добычи. Для инвесторов регламентация запасов по степени изученности не является ключевой задачей. Акцент делается на то, что их вложения горнорудный проект возвратятся вовремя и окажутся минимальнорисковыми [5].

Наряду с отстаиванием интересов государственной безопасности, обоснования территориального местонахождения, важную роль играет оценка величины запасов месторождения в свете перехода страны на международную систему стандартов отчетности по запасам полезных ископаемых CRIRSCO. Казахстан первым из постсоветских стран реформировал сферу недропользования, приблизив её к международным требованиям.

В соответствии с международной практикой один из вопросов, требующих безотлагательного решения, связан с тем, что ввод новой системы оценки ресурсов и запасов полезных ископаемых требует создания саморегулируемой организации - национального института сертифицированных экспертов по оценке ресурсов и запасов твердых полезных ископаемых.

В сфере твердых полезных ископаемых по мере перехода на международные стандарты отчетности по запасам, государственный учет запасов будет осуществляться на основе отчетов компетентных лиц. Национальные компании, осуществляющие деятельность в горнорудном, нефтегазовом и урановом секторах недропользования, наделены привилегированным положением: они могут получать права недропользования на основе прямых переговоров.

За годы новой индустриализации Казахстана активизировалось государственное регулирование отрасли: в июне 2016 г.

Казахстан стал 10-м членом Комитета CRIRSCO, страна вошла в состав Правления организации «Инициатива прозрачности деятельности добывающих отраслей» (ИПДДО). В 2018 г. стартовал перевод на международную систему отчетности по запасам углеводородного сырья SPE-PRMS. В горнорудной отрасли вводится облегченный метод предоставления права недропользования, в соответствии с моделью Западной Австралии, её принципом «Первый пришел - первый получил». Для исключения повтора информации в отчетах ИПДДО с отчетными данными субъектов и правительства, с 2017 г. проводится пилотное исследование «Маинстриминг». Совместно с Россией создан консорциум «Евразия», открывший возможности изучения казахстанских недр на территории Прикаспийской впадины, три четверти которой расположены в Казахстане, остальное в России.

От ситуации в геологоразведочной отрасли во многом зависит совершенствование инвестиционного климата в Казахстане. Несмотря на активизацию геологоразведочных работ в последние годы, Казахстан по объему инвестиций в геологоразведку значительно отстает от передовых стран (рисунок 1).

СЕКЦИЯ 17. ЭКОНОМИКА МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. ПРИРОДОРЕСУРСНОЕ ПРАВО

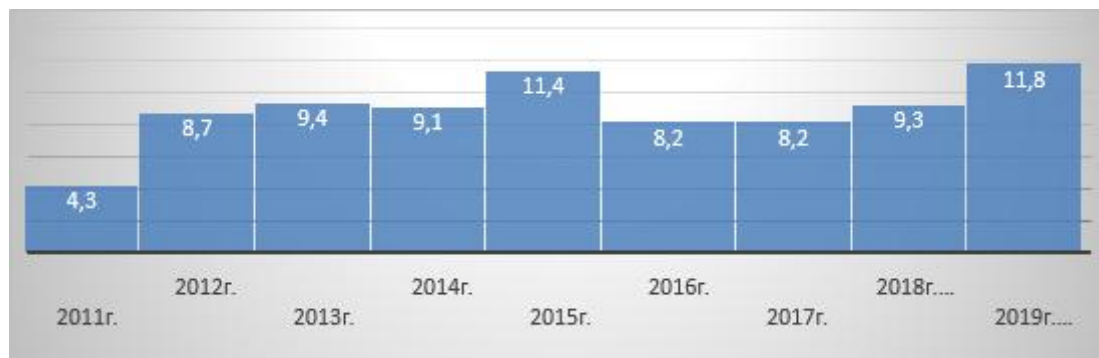


Рис. Динамика финансирования геологического изучения недр за годы индустриальной политики, млрд. тенге [2,3]

В 2018 г. на поиск и разведку месторождений стратегических металлов, таких как медь, золото, редкие и редкоземельные металлы, свинец, цинк, хром, были ориентированы 39 инвестиционных проектов, размер частных инвестиций в геологоразведку составят порядка 4 млрд. тенге.

В ближайшие годы объем инвестиций ТОО «Корпорация «Казахмыс» значительно увеличится благодаря вводу проектов по строительству новых рудников и инновационного проекта гидрометаллургической переработки черного медного концентрата с применением жезказганских руд.

На 2018 – 2026 годы для стабилизации достигнутого добычного уровня и компенсации выбывающих функционирующих объектов, корпорацией «Казахмыс» запланирован ряд проектов, среди которых с 2019 г. начались открытые горные работы и в 2021 г. стартует ввод подземной добычи на месторождении Кусмурын.

В целях снижения себестоимости концентрата меняется система отработки на месторождении Кусмурын. На смену камерно-столбовой системы разработки, позволяющей извлекать все имеющиеся запасы, внедрена более эффективная модель - отработка междукамерных целиков с высоким содержанием металла, что улучшит качество катодной меди.

Государство оказывает поддержку в решении актуальной проблемы оцифровки геологической отрасли с отстаиванием национальных интересов, где объективно необходимы: единая карта геологоразведки страны, переход к интеллектуальным месторождениям, трансферт технологий [9]. Цифровизация рудников в рамках проекта «Цифровой рудник» позволит сократить расходы на 4%; учитывая маржинальность индустрии в размере 29%, эффект составит 12 – 26 млрд. тенге в 2025 г. и 23 – 40 млрд. тенге в 2018 – 2025 гг. [10]. Опыт по оцифровке месторождений АО «Эмбаунайгаз» – нефтяной компании, осуществляющей геологоразведку, разработку нефтегазовых месторождений, добычу и подготовку нефти и газа, свидетельствует, что за счет оцифровки мелких месторождений с небольшим количеством скважин можно сэкономить порядка 50 – 70 млн. тенге. За 2018 – 2019 годы планируется автоматизировать около 10 – 20 месторождений, среди которых и месторождение Кусмурын.

Литература

1. О недрах и недропользовании. Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI ЗРК.
2. Концепция развития геологической отрасли Республики Казахстан до 2030 года. Утверждена постановлением Правительства Республики Казахстан от 13 августа 2012 года №1042.
3. Государственная программа индустриально-инновационного развития на 2015-2019 годы. Утверждена Указом Президента Республики Казахстан 1 августа 2014 г. №874.
4. Комплексный план по развитию горно-металлургической промышленности РК на 2014-2018 годы. Утвержден постановлением Правительства Республики Казахстан от 28 мая 2014 года № 568.
5. 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.
6. Программа геологоразведочных работ на 2015 - 2019 годы. Утверждена постановлением Правительства Республики Казахстан от 21 мая 2014 года № 526.
7. Бестфатер Д. В. и др. Микропроцессорное управление станциями пневмотранспортной системы на предприятиях горно- металлургического комплекса //Устойчивое развитие горных территорий. – 2016. – Т. 8. – №. 3. – С. 211-221.
8. Milkov A. V. Risk tables for less biased and more consistent estimation of probability of geological success (PoS) for segments with conventional oil and gas prospective resources //Earth-Science Reviews. – 2015. – Т. 150. – С. 453-476.
9. Государственная Программа «Цифровой Казахстан». Утверждена постановлением Правительства Республики Казахстан от 12 декабря 2017 года № 827.
10. Комплекс мер по технологическому перевооружению базовых отраслей промышленности до 2025 года, включающий элементы Четвертой промышленной революции. Утвержден постановлением Правительства Республики Казахстан 17 февраля 2017 г. №423.

ЭТАПЫ ФОРМИРОВАНИЯ КООПЕРАЦИОННЫХ ВЗАИМОСВЯЗЕЙ И ИХ ОСОБЕННОСТИ С.И. Казаченко¹

Научный руководитель - профессор С.Н Бочаров²

¹Филиал КузГТУ в г. Прокопьевске, ²Алтайский государственный университет, г. Барнаул

В настоящее время существенно возросло как количество видов выпускаемой продукции, так и уровень технической сложности их выполнения, что с одной стороны усиливает процессы специализации предприятия на выпуске продукции, потребляемой другим производством, также представляющим очередной этап выпуска конечной продукции. С другой стороны, усиливаются процессы кооперации, так как таким предприятиям необходимо выстраивать друг с другом хозяйственные взаимосвязи. Это приводит к формированию целых интегрированных структур, а также отдельных предприятий, связанных между собой функционально либо технологически, каждое из которых в таком случае играет роль технологического звена производственной цепи.

Основные экономические взаимосвязи предприятия – технологического звена представляют собой, прежде всего, связи с поставщиками материальных ресурсов (сырья и материалов, комплектующих, оборудования), а также с потребителями продукции – другими фирмами, которые стоимость данной продукции включают в себестоимость своей, например, предприятия топливно-энергетического, машиностроительного комплекса и другие. В этом случае они в значительной степени зависят и от поставщиков, и от покупателей как от участников внешней среды.

Отсутствие возможности непосредственного воздействия на внешнюю среду значительно усложняет процесс взаимодействия с ней. Как следствие, в настоящее время появились различные взгляды на формирование эффективных взаимосвязей, наиболее полно удовлетворяющих потребностям фирмы.

Цель взаимодействия различных контрагентов заключается в максимизации частной эффективности путём осуществления совместной деятельности за счёт объединения имеющихся ресурсов. Исходя из этого, задачей взаимодействия предприятий, в целом, можно считать создание благоприятных условий для ресурсообмена. Кроме того, задачи стейкхолдер-менеджмента зависят от этапа развития хозяйственной взаимосвязи.

Формирование взаимосвязи – это процесс, который для повышения эффективности работы предприятия должен быть управляемым. Для этого данный процесс можно разбить на этапы, каждому из которых характерны специфические задачи, решаемыми участниками взаимодействия. Наглядно процесс формирования взаимодействия различных типов стейкхолдеров исследователи представляют в виде 3 – 4 этапов.

В.И. Плещенко, к примеру, рассматривает процесс вертикального кооперирования от модели отношений «продавцы-покупатели» до модели «поставщики-потребители» в виде трёх стадий [3].

Первый этап – сделка. Любое партнёрство начинается с разовой сделки. Это позволяет взаимодействующим сторонам установить деловой контакт, ознакомиться условиями возможного сотрудничества, а также испытать их на практике в условиях совершения реальной сделки.

Второй этап, переходный – развитие отношений. Усиление взаимодействия, взаимозависимости под влиянием прилагаемых усилий со стороны участников.

Третий этап – стратегическое партнёрство (альянс, интеграция). Представляется как высшая степень взаимодействия, его результат, достигаемый за счёт целенаправленного административного воздействия.

Автор данной модели считает, что при прохождении данных стадий, под воздействием фактора времени происходит переход от рыночного регулирования отношений стейкхолдеров к административному управлению, с усилением при этом взаимозависимости сторон. Модель проста, наглядна и понятна, однако не отражает задачи, посредством решения которых должен осуществляться такой переход.

К.Н. Сергеевой и И.А. Андроновой было изучено формирование партнёрства в научно-технической сфере, то есть взаимодействие вузов с отечественными предприятиями наукоёмких видов производства. Ими также была выстроена модель развития партнёрских взаимоотношений [4]. Эта модель содержит 4 этапа (стадии), протекание которых не привязано к оси времени, а лишь соблюдена их последовательность. Также нет упора на усиление взаимозависимости участников, но, тем не менее, она прослеживается в описании действий и свойств стейкхолдеров: в постепенной интеграции мнений, действий, целей и интересов.

Недостатком данной модели, по мнению автора, является постановка принципа единства целей и интересов на последнюю стадию процесса формирования партнёрства, так как для того, чтобы у участников взаимодействия была возможность совместного будущего, этот принцип должен соблюдаться изначально. Уже после этого можно говорить о единстве мнений и действий (принцип согласованности). То есть, в модели отсутствует стратегический контекст развития взаимоотношений, что в первую очередь необходимо, с точки зрения управления данным процессом. Кроме того, не совсем понятно проведение различия в терминах «кооперация» и «эффективное партнёрство», обозначенных как смежные, но, тем не менее, разные стадии процесса.

Общим недостатком описанных моделей является отсутствие алгоритма действий, необходимых, чтобы направить взаимоотношения участников по пути развития и повышения эффективности взаимодействия.

Этот вопрос более подробно был рассмотрен в исследованиях Б. А. Якубова [5]. В своей работе он привёл 4 стадии формирования хозяйственной связи, каждой из которых дана характеристика, в том числе сфера и масштаб реализации, средства (инструменты) реализации, а также управленческие действия, необходимые для успешного перехода из одной стадии в другую. Так, модель формирования системы стейкхолдер-менеджмента автор видит в прохождении участниками стадий: начальной, взаимоотношений, интеграционной, а также проактивной.

Интересно отметить, что необходимость оценки эффективности применения системы стейкхолдер-менеджмента автор модели показывает уже с первой стадии процесса. На второй стадии взаимоотношений эта эффективность, по мнению автора модели, должна подтвердиться, чтобы была возможность перейти на третью

стадию. В ходе интеграционной и проактивной стадии эффективность взаимодействия должна увеличиться, достигнув своего максимума.

Также интерес представляет модель развития взаимодействия со стейкхолдерами, описанная экспертным советом в издании, созданном при поддержке Ассоциации по исследованиям стейкхолдеров и AccountAbility. Данная модель представляет процесс развития взаимодействия из 5 этапов:

1. «Мыслить стратегически». На данном этапе исследователями подразумевается составление карты стейкхолдеров, определение проблем, постановку стратегических целей и задач, а также их приоритизацию.

Цель этапа: определить стратегические приоритеты для рассматриваемой организации.

2. «Анализировать и планировать». В ходе этого этапа осуществляется первичная оценка результатов взаимодействия, поиск партнеров, изучение существующих стейкхолдеров, постановка целей по отношению к ним, определение границ взаимодействия.

Цель этапа: создать информационно-аналитическую базу, позволяющую выстроить приоритеты и в дальнейшем разработать план взаимодействия сторон.

3. «Развивать способность к взаимодействию». Этап включает в себя следующие действия: развивать способность реагирования; развивать компетенции внутри компании; развивать готовность стейкхолдеров к взаимодействию.

Цель этапа: развить методологию как для организации в целом, так и для реализации индивидуальных программ, что необходимо для эффективного процесса вовлечения стейкхолдеров во взаимодействие.

4. «Проектировать процесс и вовлекать во взаимодействие». Это означает выбрать эффективную модель организации взаимодействия и в соответствии с ней планировать сам процесс.

Цель этапа: планировать и эффективно организовать взаимодействие со стейкхолдерами.

5. «Действовать, анализировать результаты и отчетываться». В данном этапе подразумевается анализ взаимодействия, при условии обеспечения достоверности, а также усвоения выводов, полученных при анализе и планировании реагирования.

Цель этапа: претворить новые знания, идеи и соглашения в практические действия.

Модель циклическая, поэтому, после завершения пятого этапа, работа продолжается, заново, с первого этапа.

Данная модель наибольшим образом реализует принцип непрерывности – через сквозное планирование взаимодействия на протяжении всех пяти этапов, а также принцип научной обоснованности – через анализ его результатов [1]. Это, в свою очередь, обеспечивается путём осуществления обратной связи по итогам прохождения цикла. Также положительным моментом является возможность, при необходимости, вернуться на любой из предыдущих этапов для получения дополнительной информации и её осмысления. Небольшим недостатком модели является отсутствие выходных форм отчётности по итогам каждого этапа, что лишает организацию возможности получения обратной связи на каждом этапе и возможности корректировки дальнейших действий.

Таким образом, основными чертами каждого этапа процесса формирования кооперационных взаимосвязей является определённая последовательность управленческих действий в области планирования, анализа и контроля взаимодействия предприятия с заинтересованными сторонами. Важно отметить, что для обеспечения реализации контролирующей функции ключевым фактором является использование современных методов оценки эффективности взаимодействия предприятий, применимых с учётом различных особенностей взаимодействующих сторон, таких как отраслевая специфика, интеграционная форма, структура управления и т.д.

Литература

1. Казаченко С. И. К вопросу о принципах формирования эффективного взаимодействия предприятий // Вопросы современной науки: проблемы, тенденции и перспективы: Материалы международной научно-практической конференции. – Ульяновск, 2017. – С. 227–230.
2. Крик Т. и др. От слов к делу. Взаимодействие с заинтересованными сторонами. Выпуск 2: Практическое руководство по организации взаимодействия со стейкхолдерами //М.: Международное проектное бюро «Деловая культура». – 2005. – С. 14-15.
3. Плещенко В. И. Особенности взаимоотношений промышленных предприятий с поставщиками на современном этапе // Экономика, предпринимательство и право. – 2011. – № 5 (5). – С. 22–30.
11. Сергеева К. Н., Андропова И. А. Принципы формирования партнерства в научно-образовательной сфере // Вестник университета – Москва, 2014. – 8. – С. 198–202.
12. Якубов Б. А. Совершенствование организации взаимодействия предпринимательских структур в рамках концепции стейкхолдер-менеджмента: Дисс. ... канд. экон. наук: 08.00.05 / Якубов Бекир Айярович; [Место защиты: Новгород. гос. ун-т им. Ярослава Мудрого]. – Великий Новгород, 2014. – 182 с.

ДОБЫЧА И ПРИРОСТ ЗАПАСОВ НЕФТИ КОМПАНИИ ОАО «УДМУРТНЕФТЬ»

А.В. Карсаков, В.С. Ясенко

Научный руководитель - доцент И.В Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время основными проблемами в отечественной нефтегазовой промышленности можно считать высокий уровень выработанности и высокий уровень обводнённости месторождений. Разработка большинства месторождений началась в 70 гг. XX века. За этот период месторождения достигли 3 и 4 стадии разработки. Месторождения ОАО «Удмуртнефть» не являются исключением.

В работе будет проведен анализ технологической деятельности ОАО «Удмуртнефть», которое ведет свою деятельность на территории 34 месторождений Удмуртской области.

Основными месторождениями компании являются следующие.

Мишкинское месторождение, открытое в начале 1966 г., является брахиантиклинальной складкой северо-западного простирания площадью 320 км². Общая нефтенасыщенная толщина составляет 4,5 м. Первая разведочная скважина месторождения была запущена в работу в 1973 году. На 2019 год фонд скважин составляет 793 скважины. Средний дебит по месторождению более 2 тыс. тонн в сутки;

Карсвайское месторождение является самым северным нефтегазовым месторождением Удмуртской области. Месторождение является брахиантиклинальной складкой северо-западного простирания. Промышленная нефтегазоносность приурочена к карбонатным отложениям. Все залежи месторождения осложнены газовыми шапками, преимущественно состоящими из азота, составляющих балансовые запасы азота. Начальные геологические запасы азота составляют 4530 млн м³;

Ельниковское нефтяное месторождение расположено на юге Удмуртской республики. Промышленно нефтеносными являются карбонатные отложения тунейского яруса, терригенные отложения яснополянского и малиновского надгоризонтов нижнего карбона, а также карбонатные отложения каширо-подольского горизонта среднего карбона. Средняя продуктивная толщина пласта достигает 27 метров.

Для большинства месторождений справедлив вывод об истощенности запасов нефти, поэтому средний дебит по всем скважинам компании будет снижаться.

С 2014 года количество добывающих и нагнетательных скважин в значительной степени не изменялось. Однако средний дебит к 2017 году резко снизился. Данная фактура является косвенным доказательством ухудшения структуры запасов и значительной выработанности месторождений. Компания пытается активно использовать методы увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи, что приводит к росту себестоимости добычи нефти. Однако добыча нефти продолжает стремительно падать (рисунок 1а). Другим методом повышения добычи и снижения себестоимости продукции является рост инвестиций в геологическую разведку в кратко- и долгосрочной перспективе. Возможности развития компании сдерживаются отсутствием обеспеченности добычи приростом запасов. Из графика (рисунок 1б) видно, что добыча не обеспечивается приростом запасов и поэтому стратегической задачей компании является активизация геологоразведочных работ.

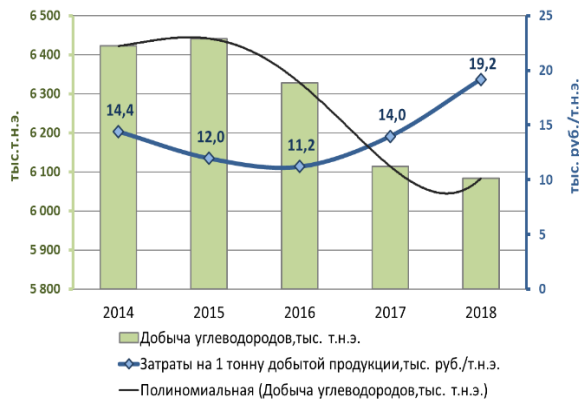


Рис. 1а) Добыча углеводородов и затраты на добычу с 2014 по 2018 год

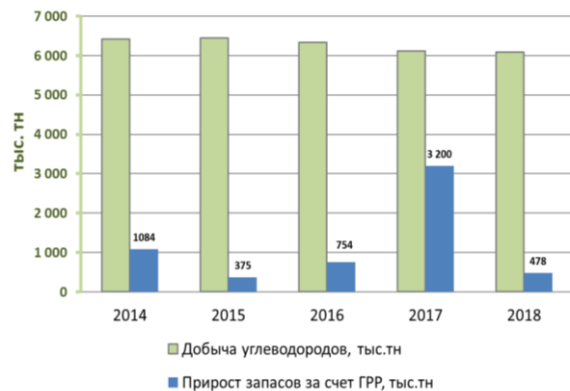


Рис. 1б) Добыча углеводородов и прирост запасов за счет ГРП с 2014 по 2018 год

К 2017 году инвестиции компании в геологическую разведку увеличились более чем в 2 раза (рисунок 2). В результате таких инвестиций были найдены и поставлены на учет крупные запасы нефти.

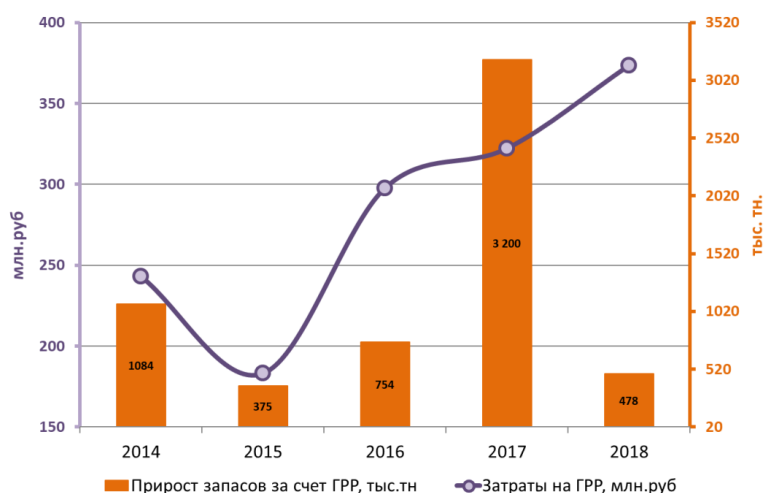


Рис. 2 Прирост запасов за счет ГРП и затраты на ГРП

В феврале 2017 года компания открыла два новых месторождения – Пихтовкинское и Весеннее, запасы которых составляют 0,6 млн тонн и 0,2 млн тонн соответственно. Исходя из вышесказанного можно сделать следующие выводы:

На данный момент компания находится в переходном периоде, когда старые месторождения являются в значительной степени выработанными, а поддержание уровня добычи за счет методов увеличения нефтеотдачи в значительной степени увеличивает себестоимость нефти.

Инвестирование в геологическую разведку в существенной мере помогло компании в получении дохода за счет резкого роста цен на акции сейчас, а в долгосрочной перспективе обеспечит рост уровня добычи нефти.

До 2016 года компания преимущественно использует интенсивный метод для поддержания нефтедобычи. С 2016 года общество прибегает к комплексному подходу. Активно используется интенсивный метод на старых месторождениях и активизируется экстенсивный метод в активной разведке новых месторождений. Комбинирование этих двух методов на новых месторождениях позволит компании активно наращивать темпы добычи нефти.

Литература

1. Каталог Минералов – В Удмуртии открыто два нефтяных месторождения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://catalogmineralov.ru/news_v_udmurtii_otkryito_dva_neftyanyih.html свободный. – Загл. с экрана (Дата обращения 09.10.2019).
2. ОАО «Удмуртнефть» – Годовые отчеты [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.udmurtneft.ru/actioners_emitents.html свободный. – Загл. с экрана (Дата обращения 05.10.2019).
3. Центр раскрытия корпоративной информации – Годовые отчеты ОАО «Удмуртнефть» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.e-disclosure.ru/portal/files.aspx?id=1370&type=2> свободный. – Загл. с экрана (Дата обращения 08.10.2019).

АНАЛИЗ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПОТЕНЦИАЛА КОМПАНИИ ПАО «САРАТОВНЕФТЕГАЗ»

И.А. Картоев, А.С. Карандасов

Научный руководитель - доцент И.В Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одной из проблем, стоящих перед нефтегазовыми компаниями, является расширение инвестиционного потенциала, что позволило бы реализовать поставленные в энергетической стратегии России на период до 2030, стратегические задачи для нефтегазовой отрасли и проекты компании. Целью данного научного исследования является анализ инвестиционных возможностей добывающих компаний на примере ПАО «Саратовнефтегаз».

ПАО «Саратовнефтегаз» осуществляет деятельность на территории Саратовской области, обладает 44 лицензиями на право пользования недрами, из которых 3 лицензии для геологического изучения, включающего поиски и оценку, разведку и добычу полезных ископаемых и 41 – с целью разведки и добычи полезных ископаемых. Из общего числа лицензионных участков: 42 участка расположены на территории Саратовской области.

Как известно, инвестиционный потенциал компании формируется за счет собственных и заемных средств. Основой для формирования собственного капитала является реализация добытой нефти, для заемного – мобилизация денежных средств на финансовом рынке посредством продажи ценных бумаг или кредитование. В последние годы в ПАО «Саратовнефтегаз» наблюдается падение добычи нефти, а, следовательно, и чистой прибыли. Однако анализ капитальных вложений показывает, что несмотря на данные тенденции, капитальные вложения растут.

В связи с тенденциями падения добычи на протяжении многих лет, компания очень сильно заинтересована в развитии и поэтому активно вкладывает. На графике 1 показана динамика капитальных вложений.



Рис. 1 Структура капитальных вложений

Как видно из рисунка №1 с 2014 года происходит резкое снижение чистой прибыли примерно в 15 раз, при этом с 2015 года происходит увеличение капитальных вложений. Так с 2015 года доля собственных средств в общем объеме инвестиций уменьшается с 1/4 до 1/13 в 2018 году. Так как прибыль практически не растет, а заинтересованность компании в увеличении инвестиций есть, поэтому доля заемных средств увеличивается, что наглядно на графике. На данный момент займы ПАО «Саратовнефтегаз» составляют 17 430 338 за 2013-2018 год.

Наибольшая доля вложений наблюдается в обустройство месторождения и оборудование с целью увеличения объема добычи и последующего увеличения прибыли. В какой-то мере данная политика компании является превентивной по отношению к финансовым рискам, так как нацелена на сохранения устойчивости посредством увеличения добычи нефти и её реализации. Однако, отметим, что компания может быть подвержена различным рискам, в том числе отраслевым и финансовым рискам, так как согласно структуре капитальных вложений, практически не ведется поисково-разведочное бурение. Данное обстоятельство можно объяснить существующей обеспеченностью запасов.

Увеличение инвестиционного потенциала связано с разработкой месторождений (Языковское, Западно-Рыбушанское, Колотовское). Все месторождения расположены на территории Саратовской области и относятся к Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. По величине извлекаемых запасов месторождения мелкие, но по сложности геологического строения – сложные. На всех месторождениях видом полезных ископаемых является нефть и попутный газ. Языковское месторождение открыто в 1963 г., Западно-Рыбушанское в 1959 г., Колотовское в 1955 г. Размер доказанных запасов у Языковского месторождения 0,050 млн. т нефти, у Западно-Рыбушанского 0,029 млн. т нефти и 0,129 млрд. м³ газа, у Колотовского 0,033 млн. т нефти на 31.12.2017 г. Дата окончания лицензии на добычу у Языковского месторождения до 2041 г., у Западно-Рыбушанского до 2043 г. и у Колотовского до 2046 г.



Рис. 2 Интерактивная карта Месторождений ПАО «Саратовнефтегаз»

Таким образом, политика компании ПАО «Саратовнефтегаз» характерна для всех нефтегазовых компаний России, которые стремятся увеличить добычу посредством запуска и вовлечения новых месторождений или расширение добычи за счет интенсификации добычи, и при этом в ущерб геологоразведке, но собственных средств недостаточно и используются заемные средства.

Литература

1. Годовые отчеты по результатам 2014 – 2018 г. ПАО «Саратовнефтегаз».
2. Интерактивная карта недропользования РФ. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://map.mineral.ru/>.

**ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СРЕДСТВ ОТОБРАЖЕНИЯ ИММЕРСИВНОЙ
РЕАЛЬНОСТИ В УСЛОВИЯХ ЦИФРОВОЙ ЭКОНОМИКИ**

С.А. Кизилов, М.К. Королёв

Научный руководитель - научный сотрудник М.С. Никитенко

Федеральный исследовательский центр угля и углехимии СО РАН, г. Кемерово, Россия

В условиях цифровой экономики процессы производства, распределения, обмена, потребления обретают новые формы благодаря применению информационно-коммуникационных технологий [1]. Прикладное направление приобретает финансовый анализ, позволяющий прогнозировать цены товаров и поведение фондовых индексов на основе данных о предыдущих торговых периодах. В прикладном плане для горнодобывающей отрасли создание интерфейса отслеживания биржевой информации позволяет прогнозировать потребности объёмов добываемых полезных ископаемых в условиях изменения мировых цен [2]. Однако, в данном случае необходимо решить задачу проведения оперативного анализа показателей биржевой статистики, что даст информацию для регулирования объёмов добычи полезных ископаемых при помощи трёхмерной информационной модели, например, угольного пласта («интеллектуального месторождения»), благодаря чему можно обеспечить максимальную полноту выемки полезного ископаемого, оперируя различными рациональными способами отработки запасов и применением различной автономно управляемой техники. В этом случае информационно-геологическая модель месторождения является основой для решения двух основных задач: управление запасами на этапах поиска, разведки и разработки месторождений; геологическое обеспечение разработки месторождений на этапах проектирования систем разработки и управления ею.

Объём данных, которые приходится при этом обрабатывать специалистам, ответственным за принятие решений, значительно увеличивается. Связать это можно как с развитием информационно-коммуникационных систем, технических возможностей быстрой обработки данных, расчетов, моделирования и анализа параметров технологических систем. Но, несмотря на развитие компьютерной техники, электроники и программного обеспечения пока даже самые прогрессивные компьютеризированные и автоматизированные системы способны только работать в рамках жестко заданных в их программном обеспечении условий. При этом, совершенно не важно, где работает подобная автоматизированная система: управление производством, проведение финансового анализа рынков и биржевых котировок, контроль за автономными системами на складе или обеспечение добычи полезных ископаемых, везде автоматика будет, так или иначе, контролировать человек. И чем меньше людей задействовано на «нижних» уровнях работы такой системы, тем больший поток параметров для контроля или данных для аналитики на «верхнем» уровне генерирует подобная система. Человеку, отвечающему за принятие решения, становится все сложнее считывать и обрабатывать все получаемые данные, необходимые для принятия верного решения в тех случаях, когда ситуация выходит за рамки, описанные в программе, или при принятии решения на основе обработанных компьютерной системой данных. В рамках концепции перехода к цифровой экономике [3], можно констатировать, что применяемые сейчас средства вывода информации в виде экранов и дисплеев, уже давно подошли к пределу той информационной емкости, которую они способны предоставить без увеличения сложности: использования интерфейса, визуального сопоставления нескольких параметров, целостного восприятия информации на многоэкранной инфопанели. Выходом может быть перенос интерфейсов контрольных и аналитических систем в трехмерную среду, создаваемую средствами отображения иммерсивной реальности.

Виртуальное трёхмерное пространство или трехмерные виртуальные объекты, формируемые вокруг оператора системы, позволяют оптимизировать объём входящей информации за счёт возможности задействовать перспективу сцены с возможностью восприятия ее глубины. Наличие гармонично воспринимаемой оператором перспективы, и возможность интерактивного взаимодействия с трехмерными элементами интерфейса, позволяют добиться качественно нового уровня взаимодействия оператора с контрольно-аналитическими системами, которые следует разрабатывать с учетом умения и специфики современного (будущего) поколения операторов ориентироваться и анализировать входящие потоки информации.

Западные исследования показывают, что только за счёт переноса изображения с экрана монитора в очки виртуальной реальности, без адаптации интерфейса, повышается производительность оператора в операциях, связанных с обработкой больших объёмов данных [4]. Следует учитывать, что повышение производительности происходит только за счёт большего погружения оператора в процесс обработки массивов данных в трёхмерной среде. При этом не производилась доработка самого интерфейса системы с учетом ее использования в иммерсивной реальности, что из-за использования иных способов взаимодействия должно было бы привести к снижению производительности. Данный факт даёт право предполагать, что более глубокое погружение в обрабатываемый массив информации должно положительно сказаться на качестве восприятия и понимания поступающей оператору информации за аналогичный период времени в сравнении с общепринятыми методами. Иммерсивная реальность обеспечивает преимущества перед обычными двухмерными экранами в ситуациях, когда есть необходимость быстрого сопоставления большого объема предварительно обработанных аналитических данных, например, быстрого сравнение нескольких трехмерных графиков, что в сумме с интерактивной средой обработки информации и средствами распознавания жестов, способно изменить сам способ работы с данными [5].

Широкое применение средств отображения смешанной и дополненной реальности передовыми аэрокосмическими, автомобильными и военными концернами для предварительного проектирования и помощи при сборке своих изделий уже доказало свою эффективность [6]. Но, техническое и программное обеспечение для обработки и сбора данных современными системами уже сейчас дают возможность формировать трёхмерное изображение работы оборудования и протекающих технологических процессов, скрытых от нашего взора, встраивая его в реальный окружающий мир. Например, мастер на буровой установке может, просто посмотрев на бур, увидеть

трёхмерную проекцию наложения картины его работы под землей на видимую часть установки. Инженер по безопасности на шахте может увидеть трёхмерное наложение картины распространения трещин на исследуемом участке. Говоря о системах, связанных с обработкой данных, поступающих от систем управления производством, следует отметить необходимость не только получить и обработать данные оператором, но и оперативно произвести корректирующее воздействие на систему. Здесь следует рассмотреть возможность создания виртуальных пунктов контроля и управления производственным процессом, в том числе в рамках концепции мобильного места оператора [7]. Фактически речь может идти о создании рабочего места посредством виртуальных трёхмерных объектов. Идея заключается в формировании необходимого для взаимодействия с автоматизированной системой виртуального пульта управления, или более точно эту систему можно будет назвать – кокпит управления, где оператор имеет все необходимые данные для контроля за системой, совмещённые с виртуальными приборами управления технологическими процессами, работающими за счёт системы распознавания жестов. Подобная система, при очевидной экономии места в сравнении с современными системами, позволяет создавать универсальные рабочие места, отличающиеся только программным обеспечением. Следует учесть возможность развернуть такой пункт управления в любом месте, где есть подключение к сети передачи данных от оборудования, что даёт возможность оперативно разворачивать центры управления производственными мощностями и анализа данных в различных кризисных ситуациях [8-10].

Еще одно направление применения систем на основе виртуальной реальности – для удаленного управления промышленными роботами, разработка которых уже ведется в мире. Разработан ряд действующих прототипов, управление которыми осуществляется из трехмерного «центра управления», формируемого с помощью очков для отображения виртуальной реальности. Здесь опять же следует отметить серьезное преимущество очков виртуальной реальности перед обычным монитором для задачи управления роботом, так как в виртуальной реальности имеется возможность дать оператору чувство перспективы, что позволяет более точно оперировать роботом в пространстве. Среди подобных разработок следует выделить роботов, созданных в лаборатории Массачусетского Института Технологий и автомобильным гигантом Toyota [11-12].

Из общего числа сложных систем отображения иммерсивной реальности следует выделить и более простые, но не менее полезные устройства в виде различного вида проекционных дисплеев, способных формировать изображение на прозрачных экранах. Данная технология появилась ещё во время второй мировой войны для формирования прицельных колец перед пилотом истребителя, не закрывая обзор передней полусферы. Но с тех пор эта технология так и не получила распространения в промышленности. Существует большое количество ситуаций, когда подобный дисплей, расположенный на каске, встроенный в защитные очки или маску, может улучшить и упростить процедуру управления процессом. Например, на такой дисплей можно выводить параметры работы оборудования при ручной корректировке, показания о состоянии оборудования при обходе производства персоналом, передавать показания измерительных приборов, что часто позволяет освободить руки оператора и направить взгляд со скалы в более критическое место.

Таким образом, переход на цифровую экономику требует и перехода на новые способы работы с информацией. Несомненно, иммерсивная реальность – это только один из способов работы с информацией, пока не самый исследованный, но перспективный и поддерживаемый передовыми производителями оборудования и программного обеспечения.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 20-48-420017.

Литература

1. Никитенко С. М., Гоосен Е. В., Ковригина С. В. Партнёрство бизнеса, власти и науки: состояние и перспективы. – 2012.
2. Никитенко С.М., Гоосен Е.В. Государственно-частное партнёрство в недропользовании: новые возможности для ТЭК России. Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2017. – № 1. – С. 27–32.
3. Указ Президента Российской Федерации № 204 "О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года" от 07.05.2018 г.
4. Millais P., Jones S. L., Kelly R. Exploring data in virtual reality: Comparisons with 2d data visualizations //Extended Abstracts of the 2018 CHI Conference on Human Factors in Computing Systems. – 2018. – С. 1-6.
5. Cavallo M. et al. Immersive Insights: A Hybrid Analytics System for Collaborative Exploratory Data Analysis //25th ACM Symposium on Virtual Reality Software and Technology. – 2019. – С. 1-12.
6. Boeing Tests Augmented Reality in the Factory // Boeing URL: <https://www.boeing.com/features/2018/01/augmented-reality-01-18.page>(дата обращения: 02.03.2020).
7. Кизилов С. А., Никитенко М. С. Разработка концепции создания мобильного места оператора для горнодобывающей промышленности на основе совмещения технологий нейрокомпьютерного интерфейса и дополненной реальности //Системы автоматизации в образовании, науке и производстве. – 2017. – С. 47-50.
8. Back M. et al. The virtual chocolate factory: Building a real world mixed-reality system for industrial collaboration and control //2010 IEEE International Conference on Multimedia and Expo. – IEEE, 2010. – С. 1160-1165.
9. Cardoso A. et al. VRCEMIG: A virtual reality system for real time control of electric substations //2013 IEEE Virtual Reality (VR). – IEEE, 2013. – С. 165-166.
10. Niedermeier F. et al. Increasing data centre renewable power share via intelligent smart city power control //Proceedings of the 2015 ACM Sixth International Conference on Future Energy Systems. – 2015. – С. 241-246.
11. Lipton J. I., Fay A. J., Rus D. Baxter's homunculus: Virtual reality spaces for teleoperation in manufacturing //IEEE Robotics and Automation Letters. – 2017. – Т. 3. – №. 1. – С. 179-186.
12. Toyota Unveils Third Generation Humanoid Robot T-HR3 // Toyota URL: <https://global.toyota/en/detail/19666346>(дата обращения: 02.03.2020).

ПРОИЗВОДСТВЕННО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ООО «РН-ВАНКОР»

В.В. Классен, И.В. Аникин

Научный руководитель - доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

ООО «РН-Ванкор» является оператором по освоению Ванкорского кластера в Туруханском и Таймырском муниципальных районах Красноярского края. Компании принадлежат 24 лицензионных участка на разведку и добычу углеводородов на Ванкорском, Сузунском, Тагульском и Лодочном месторождениях.

Ванкорское месторождение было введено в промышленную эксплуатацию в августе 2009 года. По своим горно-геологическим условиям Ванкорское месторождение является уникальным: извлекаемые запасы нефти и газа составляют 476 млн. т. и 173 млрд. м³ соответственно.

Промышленная добыча нефти на Сузунском месторождении началась в августе 2016 года. Сузунское месторождение содержит высококачественную легкую нефть. С начала разработки месторождения добыто 10,8 млн. т. нефти. Начальные извлекаемые запасы Сузунского месторождения составляют 56 млн. т. нефти и 35 млрд. м³ газа.

В 2018 году на Тагульском месторождении из бурения в эксплуатацию были введены 44 нефтяные скважины. Объем добычи по месторождению достиг 2,3 млн. т. нефти. Начальные извлекаемые запасы месторождения относятся к категории крупных: 286 млн. т. нефти и 228 млрд. м³ газа. Лодочное месторождение характеризуется запасами нефти около 60 млн. т., запасами газа – 90 млрд. м³.

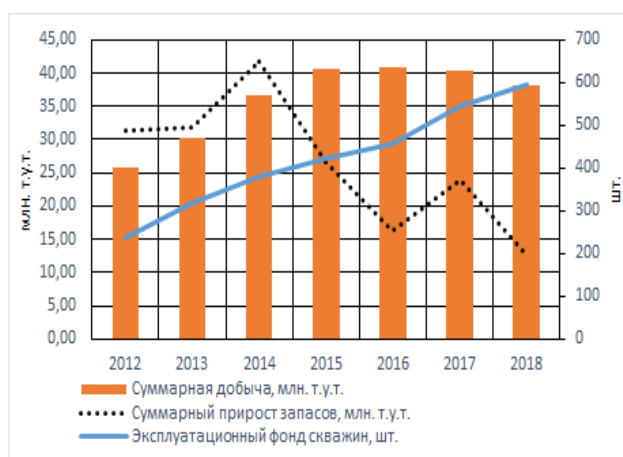


Рис.1 Динамика прироста и добычи углеводородов

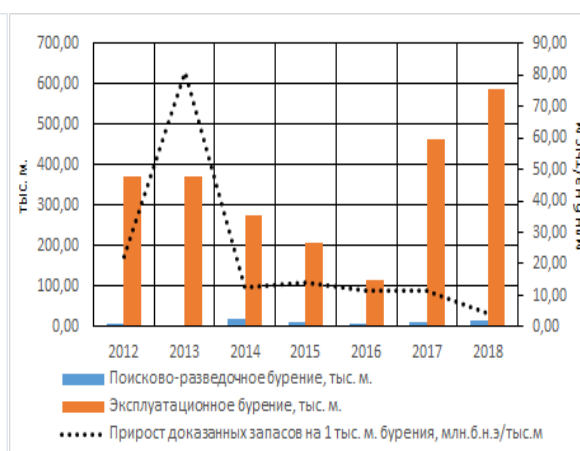


Рис. 2 Структура бурения

На рисунке 1 отображена динамика суммарной добычи углеводородов и суммарного прироста запасов нефти и газа. Рост суммарной добычи углеводородов в период с 2012 по 2014 гг. связан с вовлечением в разработку газовых залежей. Суммарная добыча нефти и газа в период с 2015 по 2018 гг. меняется незначительно на фоне ежегодного роста количества эксплуатационных скважин, что связано со снижением суммарного прироста запасов углеводородов за данный период. Анализируя кривую суммарного прироста запасов с 2012 года, отмечается рост данного показателя с достижением максимального значения в 2014 году. Это объясняется следующими причинами.

В 2013 году был обеспечен прирост запасов нефти и газа, в основном, переоценкой ранее изученных запасов углеводородов, с применением новых отечественных и зарубежных технологий добычи нефти и газа, активно внедряемых на производственных объектах Ванкорского кластера.

В период с 2012 по 2014 гг. была реализована масштабная программа геологоразведочных работ на Сузунском, Тагульском, Горчинском и Лодочном месторождениях, в результате которых были открыты 4 газовые залежи, что обеспечило прирост извлекаемых запасов категории С1 около 15,3 млрд. м³ газа и 17 млн. т. нефти.

К 2018 году суммарный прирост запасов углеводородов снизился до минимального значения, что связано с невысокой успешностью проведения геологоразведочных работ.

На рисунке 2 представлен график распределения направлений бурения. Проходка поискового бурения за весь рассматриваемый период с 2012 по 2018 гг. занимает малую часть от проходки общего бурения, что объясняется нахождением месторождения на начальных стадиях разработки, то есть их лицензионные участки активно разбуривались эксплуатационными скважинами. Также нужно отметить, что в 2013 году при небольшой проходке прирост доказанных запасов на 1 тысячу метров достигает максимального значения.

Увеличение проходки поисково-разведочного бурения в 2014 году относительно 2013 года, вызвано проведением программы поисково-разведочного бурения Тагульского месторождения в 2014 году, в результате которой было пробурено более 35 скважин.

Интенсивность эксплуатационного бурения в период с 2012 по 2016 года снижается в связи с выполнением плана. В 2017 году проходка эксплуатационного бурения составила 463 тыс.м. благодаря проведению оптимизационных мероприятий, направленных на сокращения количества непроизводительных операций, повышению механической скорости проходки, а также внедрение новых отечественных технологий и методов бурения скважин. Таким образом, за 2017 год было пробурено на 14 скважин больше запланированного, коммерческая скорость бурения увеличена по сравнению с 2016 годом на 9,8%.

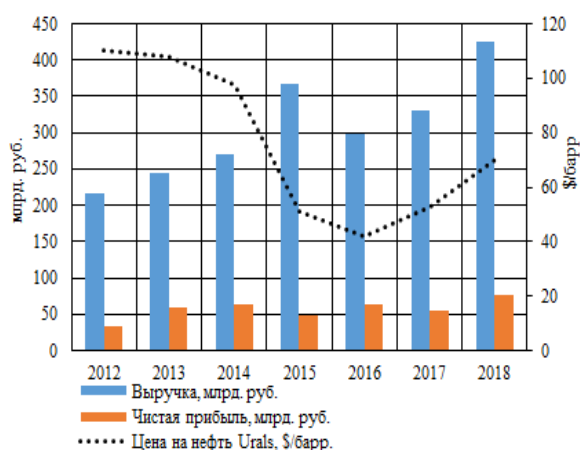


Рис. 3 Финансовые показатели деятельности ООО «РН-Ванкор»

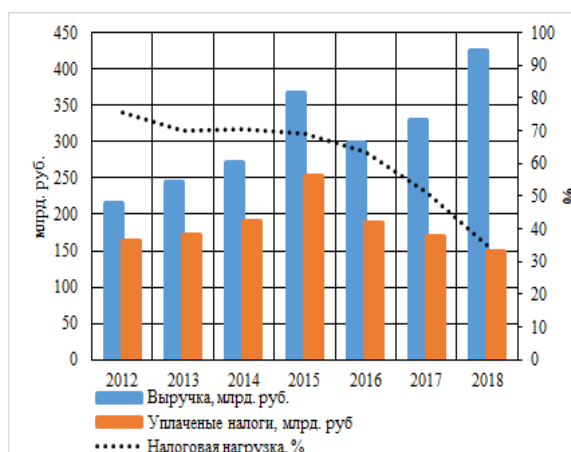


Рис. 4 Корреляция уплаченных налогов, выручки и налоговой нагрузки

Выручка и чистая прибыль являются одними из важнейших факторов, определяющих финансовое состояние компании и перспективы ее экономического развития. На графике финансовых показателей деятельности ООО «РН-Ванкор» (рисунок 3), был отмечен рост выручки компании. Это связано с увеличением добычи углеводородов и, как следствие, повышением объема продажи нефти и газа. На фоне снижения цены на нефть чистая прибыль предприятия увеличивается незначительно, несмотря на увеличение выручки компании.

На рисунке 4 представлена корреляция уплаченных налогов, выручки и налоговой нагрузки. Сопоставив уплаченные налоги с выручкой компании, можно отметить, что в период с 2012 по 2015 гг. налоговая нагрузка находилась в интервале от 70% до 77%. Начиная с 2016 года, значения налоговой нагрузки снижаются и достигают 35% в 2018 году. В связи с вовлечением в разработку газовых залежей и залежей с трудноизвлекаемыми запасами, что влечет за собой снижение НДС.

Для представления об актуальном состоянии нефтегазовых предприятий, их уровне и перспективах развития проведен анализ производственно-экономической деятельности ООО «РН – Ванкор». Компания находится на достаточно стабильном уровне развития и удерживает лидирующие позиции по добыче и переработки нефти в российском нефтегазовом секторе, несмотря на влияние следующих факторов: высокий уровень затрат на геологоразведочные работы и эксплуатационное бурение, исчерпание ресурсов, а также значительная обводненность разрабатываемых месторождений. За счет новейших технологий удается не только поддерживать стабильно высокий уровень добычи, но и обеспечить один из самых высоких в России коэффициентов извлечения нефти — 0,425 — это примерно на 20% выше среднероссийского показателя в 0,340.

Литература

1. Годовые отчеты ПАО «НК «Роснефть» с 2012 по 2018 гг.
2. Анализ руководством финансового состояния и результатов деятельности компании за период с 2012 по 2018гг.
3. Финансовая (бухгалтерская) отчетность ООО «РН-Ванкор» по данным Росстата // URL: http://www.find-org.com/cli/816201_ooo_rn_vankor
4. Официальный сайт ООО «РН-Ванкор» // URL: <https://vankorneft.rosneft.ru>

СТРУКТУРА КАПИТАЛЬНЫХ ВЛОЖЕНИЙ КОРПОРАЦИИ PEMBINA PIPELINE

А.А. Кротов, И.А. Кнауб

Научный руководитель - доцент И.В Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Аннотация. В статье был проведён анализ производственно-экономической деятельности канадской компании Pembina Pipeline Corporation. Определены показатели экономической эффективности, основные направления капиталовложений. Раскрыты направления деятельности корпорации в разрезе мировой экономики. Авторами сделан вывод о дальнейших перспективах на долгосрочный период.

Ключевые слова: выручка, цена на нефть, капиталовложения, транспортировка, рост, проект, переработка газа, газовый конденсат.

Канадская компания Pembina Pipeline Corporation была образована в 1954 году и в настоящее время является одной из самых крупных зарубежных транспортировочных нефтегазовых компаний. Её деятельность связана с 9 крупными проектами, такими как Canadian Diluent Hub, NEBC Expansion, Sturgeon Refinery, Duvernay I-II, PDH/PP Facility, Prince Rupert Terminal, Этапы III-IV Expansions.

Одним из основополагающих проектов компании стал Этап III, принятый 16 декабря 2013 года. Он включил в себя сооружение новых трубопроводных систем от Taylor (провинция Британская Колумбия) до Эдмонта (провинция Альберта) в юго-восточном направлении, в результате чего Pembina Pipeline Corporation в настоящее время транспортирует 4 различных вида углеводородов: этан-плюс, пропан-плюс, конденсат и сырую нефть.

Благодаря следующему этапу (IV) Pembina Pipeline Corporation расширила существующую трубопроводную систему трубопроводом Fox Creek-Namao (штат Альберта) и двумя насосными станциями, что позволило увеличить пропускную способность примерно на 180 000 баррелей в сутки. Следующим этапом по расширению стало строительство терминала Prince Rupert (принят на осуществление 29 ноября 2017 г.), который расположен на острове Уотсон, провинция Британская Колумбия.

После введения проекта PDH/PP Facility у компании Pembina Pipeline Corporation открываются новые возможности для производства пропилена и полипропилена в графстве Стерджен провинции Альберта. При этом пропан используется в качестве исходного сырья при получении пропилена и, в дальнейшем, полипропилена. Оценка капитальных затрат за весь период осуществления PDH/PP составляет около 4 млрд \$.

Также, Pembina Pipeline Corporation осуществляет такой проект, как Duvernay I, принятый 5 ноября 2015 года. Он подразумевает строительство нефтеперерабатывающего завода (НПЗ) мощностью около 100 млн куб. фут/сут в непосредственной близости от терминала Fox Creek. Капитальные затраты на осуществление всего проекта, включая вспомогательную инфраструктуру, составили 125 млн \$, при этом производительность НПЗ достигла 5 500 баррелей в сутки. Продолжением данного проекта является Duvernay II, который был утверждён 6 ноября 2017 года и включил следующие агрегаты: установку для стабилизации конденсата (с подачей около 30 тыс. баррелей в сутки), установку по обработке газа (100 млн куб. футов газа в день), а также 10-дюймовый конденсатопровод с подключением к системе трубопроводов от компании Pease [3].

Следующим проектом Pembina Pipeline стал Sturgeon Refinery в богатой ресурсами области Montney, утверждённый 21 мая 2015 года, в результате которого был построен НПЗ, причем капитальные затраты на его строительство достигли 180 млн \$. Завод начал функционировать через 2 года после утверждения проекта. Одновременно с этим, корпорация принимается за проект NEBC Expansion, главная задача которого заключалась в расширении трубопроводной инфраструктуры на северо-востоке провинции Британская Колумбия. Затраты на данное расширение достигли 235 млн \$. Проект включил в себя 160 км трубопровода диаметром 300 мм с базовой мощностью 75 000 баррелей в сутки, а трубопроводная система была построена параллельно трубопроводам компании Blueberry.

В 2016 году компания приняла разработку Canadian Diluent Hub, в результате чего обязалась построить крупномасштабный конденсатный и разжижающий терминал, который стал основной точкой доступа для производителей Oilsands по предложению конденсата. Проект содержит 500 000 баррелей надземного хранилища, а его грузоподъёмность превышает 400 000 баррелей в день с доставкой на трубопроводы-разделители: трубопровод IPL Polaris, трубопровод доступа, трубопровод IPL Cold Lake и Keyera FSPL. [1]

Реализация всех проектов обусловлена достижением ряда производственно-финансовых показателей.

Важнейшим показателем экономической эффективности организации является чистая прибыль, динамику которой представлена на рисунке 1а.

Чистая прибыль главным образом зависима от выручки компании, согласуемой с ценами на нефть на всём исследуемом промежутке времени. Анализируя график (рисунок 1а), можно сделать вывод о том, что валовая и чистая прибыль стабильно растут, в то время как выручка сильно колеблется. С 2013 по 2014 г. рост выручки обусловлен рядом событий. Так, в 2013 году корпорация расширила инфраструктуры на сумму 1 млрд \$ за счет строительства новых трубопроводов, приобретения Provident Energy Ltd., расширения трубопровода между Simonett и Fox-Creek, приобретения участка возле Redwater и т.д. Но, несмотря на это, в 2015 году запас прочности был исчерпан и под действием падения цен на нефть выручка упала.

Анализируя рисунок 1б, можно заключить, что компания вкладывает в развитие своих проектов большие средства, а также сделать вывод, что пики инвестиционных вложений были достигнуты в 2015, 2017 и 2018 году, что в сумме составило более 1,8 млрд. \$.



Рис. 1а) Выручка, Чистая прибыль и Валовая прибыль Pembina Pipeline Corporation [2]

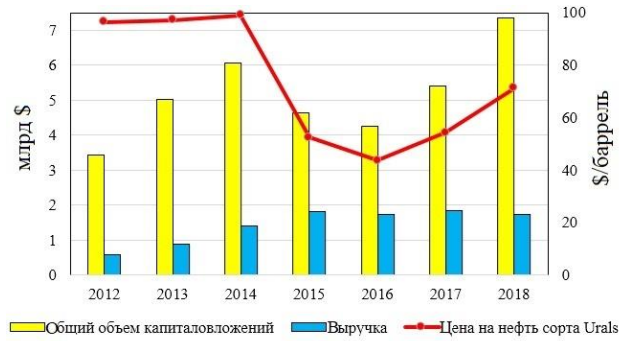


Рис. 1б) Капитальные затраты и Выручка Pembina Pipeline Corporation [2]

Рисунок 2 отражает структуру капиталовложений Pembina Pipeline Corporation. С каждым годом компания увеличивает объёмы капиталовложений в строительство новых и обслуживание существующих трубопроводов.

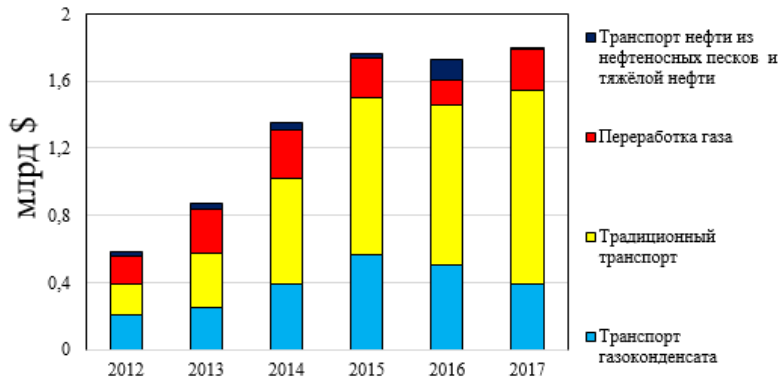


Рис. 2 Структура капитальных затрат компании Pembina Pipeline Corporation [2]

Так, в 2015 году капиталовложения были направлены на расширение проекта Sturgeon Refinery – сооружение НПЗ, в 2017 год корпорация связала деятельность с расширением проекта NEBC, а уже в 2018 году стартовало сооружение нового трубопровода от Fox Creek до Namao.

Несмотря на неблагоприятные внешние условия, размер капитальных затрат компании растет. До 2015 года компания тратила большие объемы средств на развитие, что коррелирует с теми проектами, которые она осуществляла в это время. Большую часть средств компания вкладывает в развитие трубопроводной системы для транспорта легкой нефти и газа, при этом развивать транспорт тяжелой нефти и песчаной нефти компания не планирует. В настоящее время объем транспортируемой продукции медленно повышается, что связано со строительством новых трубопроводов, а также покупкой продукции у других компаний.

Рассматривая производственные и экономические результаты деятельности корпорации, можно заключить, что финансовая устойчивость в краткосрочной перспективе сопоставима с ценой на нефть, а в долгосрочной перспективе у Pembina Pipeline Corporation наблюдаются уверенные шансы на дальнейшее развитие. Корпорация продолжает наращивать объемы переработки газа, что подтверждается строительством новых трубопроводов и новыми проектами компании. Pembina Pipeline Corporation планирует расширить сферу деятельности и приобрести новые участки трубопроводов, расширить эксплуатируемые трубопроводы, объединиться с другими компаниями.

Литература

1. Аналитика рынка нефтехимии / [сайт]. URL: http://www.mrcplast.ru/news-news_open-348787.html.
2. Годовые отчёты компании Pembina Pipeline Corporation за 2012-2018 гг. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.pembina.com/investor-centre/investor-document-filings/>.
3. Проекты трубопровода мира. Этапы и их расширения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.pembina.com/about-us/projects/>.

ПРОИЗВОДСТВЕННО-ФИНАНСОВЫЙ АНАЛИЗ КОМПАНИИ «CALIFORNIA RESOURCES CORPORATION»

Д.И. Кулешов, И.А. Лиинтин

Научный руководитель - доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Аннотация: В статье проведен анализ производственно-экономической деятельности компании «CALIFORNIA RESOURCES CORPORATION»

Ключевые слова: бурение, скважина, месторождение, нефть, выручка, эксплуатационный фонд скважин.

«California resources cogrogation» (CRC) – калифорнийская компания, основным профилем которой является разведка и добыча нефти и газа, проводимые исключительно в штате Калифорния. Калифорния является третьим по величине нефтедобывающим штатом в США. В ней находятся 12 крупнейших месторождений США.

CRC выполняет операции в четырех основных нефтегазоносных бассейнах Калифорнии – Сакраменто, Сан-Хоакин, Вентура, Лос-Анджелес (рис.1). Общая площадь всех разрабатываемых участков корпорации составляет 2,4 млн акров.



Рис. 1 Расположение бассейнов

Большая часть (70 %) углеводородных ресурсов (УВ) корпорации по состоянию на конец 2015 года расположены в бассейне реки Сан-Хоакин. Здесь ведется активная работа на 45 месторождениях. Площадь лицензированных участков компании в бассейне Сан-Хоакин около 1,6 млн. м² примерно 62 % из которых используется для добычи. Самое крупное разрабатываемое месторождение в данном бассейне – Elk Hills Field. Из этого месторождения за 2018 год добыто более 1,9 млрд барр. н. э., суточные дебиты составляют порядка 60 тыс. барр. н. э. На месторождении существует около 3000 активных скважин, что обеспечивает 37% добычи природного газа и около 5% добычи нефти от общего объема добычи в Калифорнии.

20 % от доказанных запасов CRC сосредоточены в бассейне Лос-Анджелеса. Активная разработка ведется на 10 месторождениях. Самое крупное месторождение – Wilmington, третье по величине месторождение в США с запасами нефти около 8,8 млрд барр.

Запасы бассейна Вентура составляют 982 млн барр. нефти. Месторождения расположены в грабенах Кордильерского складчатого пояса и характеризуются развитием зон антиклинальных складок, часто нарушенных разломами. Нефти в верхней части разреза тяжёлые (до 980 кг/м³), сернистые (до 2%). Вниз по разрезу их сернистость и плотность снижаются до 0,25% и 820 кг/м³.

Из графика добычи нефти и газа (рис.2) видно стабильное падение объемов добычи нефти. Однако компания поддерживает объемы добычи газа, что говорит о том, что она сделала ставку на добычу этого вида УВ. При этом наблюдается положительный тренд показателей общей выручки компании. Резкий подъем после 2016 года (с 1,5 до 3 млрд \$) обуславливается проведением сейсморазведочных работ с использованием 3D-сейсморазведки. Проведена объемная работа для подготовки к эксплуатационному бурению — более подробно изучены свойства нефти и пород-коллекторов. Так же, на повышение выручки повлиял рост цен на нефть в 2016 году.

Основную часть расходов компании составляют расходы на бурение, ремонт и оснащение скважин. График на рисунке 3 демонстрирует прямую зависимость затрат на бурения от эксплуатационного фонда скважин. Так, стабильное падение количества скважин в период 2015-2017 гг. привело к сокращению расходов на их бурение и ремонт. А в 2018 году, когда CRC пробурила 283 скважины, расходы превысили 700 млн \$, так как компания внедрила современную технологию бурения скважин Horizontal Directional Drilling (HDD).

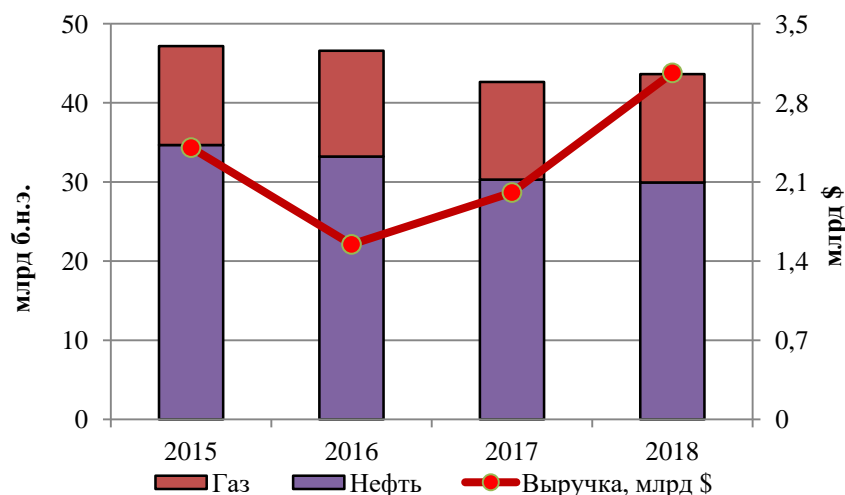


Рис. 2 Динамика добычи нефти и газа



Рис.3 Расходы на бурение скважин

По результатам анализа производственно-экономической деятельности была обнаружена зависимость между рядом показателей, которые характеризуют деятельность предприятия. По ним можно сделать вывод, что за последние 4 года компания «CRC» проявила себя как одна из самых стабильных компаний США. Несмотря на сокращение добычи нефти, добыча газа растет с каждым годом, и это делает выручку более стабильной. Компания наращивает эксплуатационный фонд скважин, что в ближайшей перспективе даст более высокие показатели добычи нефти и газа. Применение современных технологий, таких как horizontal directional drilling, позволит сократить расходы на бурение и ремонт скважин.

Литература

1. Официальный сайт «California Resources Corporation» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.crc.com/>
2. Годовые отчеты «California Resources Corporation» за 2015-2018 – Режим доступа: <https://www.crc.com/investor-relations>
3. Особенности геологического строения и разработки нефтяного месторождения «Wilmington» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://burneft.ru/archive/issues/2016-09/22>

АНАЛИЗ СТАТИСТИЧЕСКИХ ДАННЫХ КОМПАНИИ ПАО «САРАТОВНЕФТЕГАЗ»

В.А. Ломякин, Е.Э. Очиров, И.В. Шарф

Научный руководитель - доцент Т.С. Глызина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время период добычи легкодоступной нефти, по мнению многих специалистов, находится на стадии завершения, в связи с этим возникает необходимость использовать новые методы воздействия на пласт, позволяющие извлекать о статочные запасы нефти. В настоящее время наиболее распространенным является метод закачки воды, основным последствием которого является обводненность.

Обводненность продукции большинства разрабатываемых месторождений России является серьезной и распространенной проблемой нефтяной отрасли. В связи с применением длительное время закачки воды встает в опрос о б уменьшении количества добываемой воды с целью снижения эксплуатационных расходов и увеличения добычи нефти в сложных условиях, что влечет необходимость совершенствования применяемых геолого-технических мероприятий (ГТМ). Проблема состоит в том, что эффективность применяемых сегодня технологий ограничения водопритоков остается не высокой. Это связано с недостаточным пониманием причин поступления воды в добывающие скважины и, как следствие, с неправильным подбором материалов и технологий ремонтно-изоляционных работ.

Рассмотрим эффективность применения ГТМ на примере ПАО «Саратовнефтегаз» и выявление положительных и негативных факторов. ПАО «Саратовнефтегаз» – одна из крупнейших компаний. Сейчас в разработке на территории Саратовской и Волгоградской областей находятся свыше 40 месторождений. Востребованность ГТМ обусловлено динамикой добычи нефти, которая с периода с 2014-2018 уменьшается. Как было выше с казано, основным методом воздействия на пласт является закачка воды. Рассмотрим, какие методы используются в компании «Саратовнефтегаз».

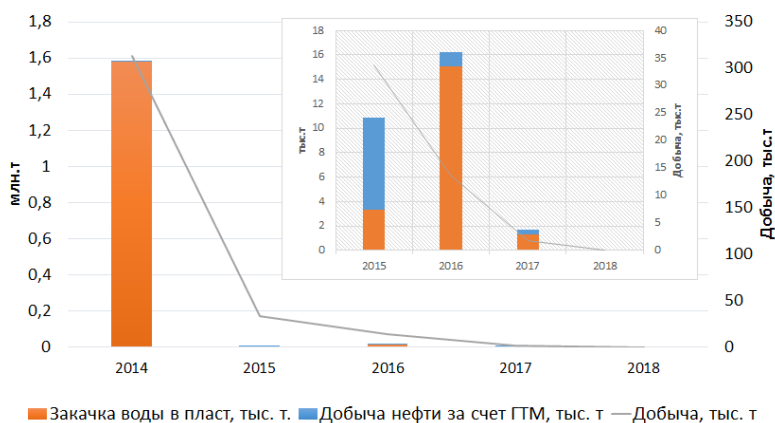


Рис. 1 Добыча нефти с применением искусственных методов воздействия на пласт

На рисунке 1 наблюдается, что добыча нефти осуществляется преимущественно с применением методов закачки воды. Методика обеспечивает высокий отбор сырья сразу по двум критериям. Первый – поддержка постоянно высокого пластового давления, второй – физическое проникновение воды в толщу нефтяных пластов. При этом эффективность метода закачки воды падает, так как добыча нефти за счет проведения ГТМ в пласте практически снижается.

Главными причинами поступления воды в добывающие скважины можно назвать негерметичность обсадного кольца; поступление воды из близлежащих водоносных горизонтов, не являющихся объектами разработки; опережающий прорыв закачиваемой в пласт воды по высокопроницаемым каналам и пропласткам. Возникновение тех или иных причин связано в первую очередь с геологическим строением залежи, а также с особенностями применяемой на месторождении системы разработки. Указанные проблемы характерны для всех нефтегазовых компаний, в том числе для компании «Саратовнефтегаз».

Для проведения анализа были рассмотрены данные из годовых отчетов по добывающим скважинам действующего фонда (рис.1) данной компании.

На рисунке 2 видно, что в 2014 году заводнение, наряду с повышением интенсивности нефтеотдачи, может привести к резкому повышению обводненности скважин, а также влияет на характер смещения водонефтяного контакта за период эксплуатации. С 2015 года добыча нефти резко падает, но обводненность сохраняет высокий процент в добываемой пластовой жидкости, это связано с тем, что разработка месторождения находится на завершающих этапах. Падение обводненности согласно фактическим данным может быть связано с тем, что были введены новые, мало обводненные участки.

Заключение

В результате проделанной работы были проанализированы показатели добычи нефти с применением искусственных методов воздействия на пласт и динамики обводненного пласта в компании ПАО «Саратовнефтегаз». Исходя из анализа годовых отчетов, можно сделать вывод, что добыча нефти осуществляется преимущественно с применением методов закачки воды, что ярко выражено в 2014 году. Одной из главных проблем компании является

высокая обводненность. Геологические показатели и показатели разработки комплексно влияют на обводнение скважин. Быстрому росту обводненности способствует применяемая на месторождении система заводнения, которая в результате неоднородности пласта по проницаемости не обеспечивает равномерной разработки залежи.

Литература

1. Годовой отчет по результатам 2014-2018 года ПАО «Саратовнефтегаз».
2. Официальный сайт ПАО «Саратовнефтегаз» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.sng.ru/> (дата обращения: 01.11.2019).
3. Кочнева О.Е., Ендальцева И. А. Причины и анализ обводненности башкирско-серпуховской залежи Уньвинского нефтяного месторождения Соликамской депрессии //Вестник Пермского Университета. Геология. – 2012. – №. 3 (16).
4. Кочнева О. Е., Лимонова К. Н. Оценка обводненности скважин и продукции Яснополянской залежи Москудьинского месторождения //Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. – 2014. – №. 10.
5. Шевелев М. Б. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений с переслаивающимися коллекторами в условиях техногенного трещинообразования. – 2013.

ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ ЗАКАЧКИ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА В ПЛАСТ

А.И. Людкевич, С.В. Репчук

Научный руководитель - доктор PhD В.С. Рукавишников

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Необходимость развития минерально-сырьевой базы обуславливает ввод в разработку месторождений в отдаленных труднодоступных районах. При этом отсутствие местных потребителей и большое расстояние до центров переработки и сбыта газа зачастую ставит проблему утилизации ПНГ и сдерживает реализацию новых проектов. В данной работе обосновывается возможность обеспечения рентабельности утилизации ПНГ в сочетании с высокой эффективностью разработки новых месторождений.

Целью работы является оценка экономических показателей при переработке ПНГ в CO₂ для использования в МУН на нефтегазоконденсатном месторождении.

В качестве объекта исследования нами было выбрано месторождение X, слогаемое продуктивными пластами Ю₁¹, Ю₃, Ю₅, М₁₋₁₀; расчеты производились для куста №20. Месторождение расположено в 30 км от УПН и введено в сезонную эксплуатацию в марте 2018 г. Пик добычи нефти согласно проектному документу составит 265 тыс. т. в 2034 г., ПНГ – 183 млн. м³ в 2035 г.

Согласно сформированной в рамках проекта схеме процесса разработки, установка получения CO₂ будет находиться на УПН, где производится отделение ПНГ из продукции скважин всего лицензионного участка.

Получение CO₂ из ПНГ представляет собой не что иное, как аминный процесс: ПНГ сгорает, образуя дымовые газы, которые проходят несколько стадий очистки, после чего отделившийся CO₂ компримируется, осушается и охлаждается для хранения в специальных емкостях.

Полученный на УПН CO₂ необходимо транспортировать на месторождение до точки закачки. В нашем случае существует 2 варианта транспортировки: 1. Строительство трубопровода длиной 40 км до куста №20 месторождения X с расположенными на нем насосными станциями. 2. Перевозка жидкого CO₂ автоцистернами по автодороге круглогодичного использования. Поступивший на месторождение CO₂ разгружается в промежуточные емкости для хранения и дальнейшей закачки в нагнетательные скважины при помощи насосов высокого давления.

Для двух вариантов транспортировки CO₂ и внесения изменений в систему наземной инфраструктуры были рассчитаны дополнительные инвестиции на реализацию МУН (таблица).

Таблица

Дополнительные инвестиции на реализацию МУН

| <i>Вариант 1. Трубопроводный транспорт</i> | | | <i>Вариант 2. Перевозка CO₂ автоцистернами</i> | | |
|---|--------|------------------|---|--------|------------------|
| Наименование | кол-во | Сумма, млн. руб. | Наименование | кол-во | Сумма, млн. руб. |
| Капитальные затраты | | | Капитальные затраты | | |
| | | 1 272,71 | | | 832,75 |
| 2 Установки получения CO ₂ производительностью 120 т/сут с 2×50 м ³ емкостями хранения жидкого CO ₂ (ASCO) + СМР | 2 | 748,5 | 2 Установки получения CO ₂ производительностью 120 т/сут с 2×50 м ³ емкостями хранения жидкого CO ₂ (ASCO) + СМР | 2 | 748,5 |
| Артезианская скважина с дебетом 300 м ³ /сут | 4 | 12,3 | Артезианская скважина с дебетом 300 м ³ /сут | 4 | 12,3 |
| Насосная станция перекачки CO ₂ | 2 | 118,9 | Заправочная станция для автоцистерн производительностью 240 т/сут | 2 | 3,2 |

**СЕКЦИЯ 17. ЭКОНОМИКА МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ.
ПРИРОДОРЕСУРСНОЕ ПРАВО**

| <i>Продолжение таблицы 1</i> | | | | | |
|--|---------------|------------------|--|---------------|------------------|
| Наименование | кол-во | Сумма, млн. руб. | Наименование | кол-во | Сумма, млн. руб. |
| Трубопровод среднего давления D = 80 мм, L = 40 км | 1 | 342,3 | Автоцистерна для перевозки жидкого CO ₂ на 25 м ³ + седельные тягачи | 3 | 18,04 |
| Емкость промежуточного хранения CO ₂ 50 м ³ | 3 | 26,01 | Емкость промежуточного хранения CO ₂ 50 м ³ | 3 | 26,01 |
| Насос высокого давления для закачки CO ₂ в скважину | 9 | 24,7 | Насос высокого давления для закачки CO ₂ в скважину | 9 | 24,7 |
| Эксплуатационные затраты | | 317,96 | Эксплуатационные затраты | | 321,21 |
| Химреагенты для работы установки | 0,53 т/сут | 293,3 | Химреагенты для работы установки | 0,53 т/сут | 293,3 |
| Ингибиторная защита | 0,04 т/сут | 24,66 | Ингибиторная защита | 0,04 т/сут | 24,66 |
| | | | Обслуживание автоцистерн, тягачей | | 3,25 |
| Итого | | 1 590,67 | Итого | | 1 153,96 |

В случае транспортировки трубопроводным транспортом затраты составили 1 590,67 млн. руб. Из них Капитальные затраты – 1 272,71 млн. руб., эксплуатационные затраты – 317,96 млн. руб. Основные статьи затрат – установка получения CO₂, трубопровод и насосные станции. В случае перевозки CO₂ автоцистернами затраты составили 1 153,96 млн. руб., из них капитальные затраты – 832,75 млн. руб., эксплуатационные – 321,21 млн. руб.

Согласно данным, полученным от специалистов по обустройству месторождения X, строительство автодороги до куста № 20 на данный момент не планируется. В связи с этим далее был принят к расчету вариант 1. В случае, если строительство автодороги будет осуществлено, вариант 2 более предпочтителен ввиду меньших затрат.

На основании полученных данных были рассчитаны показатели экономической эффективности в актуальных сценарных условиях ПАО «Роснефть». По результатам инвестиционной оценки накопленный дисконтированный денежный поток (NPV) за рентабельный период проекта составил 575 млн. руб.

В ходе работы было выполнено моделирование процесса разработки участка месторождения с учетом прироста КИН. Произведен расчет дополнительной добычи нефти за счет МУН. Предложена технологическая схема производства, хранения, транспортировки, закачки и утилизации CO₂.

Согласно предложенной схеме разработки и обустройства куста: – определены объекты капитального строительства и требуемые ресурсы, а также рассчитаны дополнительные инвестиции для реализации МУН. На основании полученных данных – рассчитаны показатели экономической эффективности. По результатам оценки получены следующие результаты:

- Дополнительные капитальные затраты на реализацию МУН по вариантам составили 1 272 млн. руб. и 833 млн. руб. соответственно;

- Накопленный дисконтированный денежный поток (NPV) при повышении КИН на 18 % составил 575 млн. руб.

Подводя итог можно сказать, что технология является перспективной для разработки отдаленных месторождений с низким уровнем утилизации ПНГ. Помимо экономического фактора, захоронение (секвестрация) углекислого газа в геологических пластах рассматривается как перспективный способ борьбы с парниковым эффектом [4].

Литература

1. Гумеров Ф.М. перспективы применения диоксида углерода для увеличения нефтеотдачи пластов // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – Москва, 2011. – № 2 – С. 93–109;
2. Медведев К.Ю. Перспективы применения газовых методов с целью повышения коэффициента извлечения нефти // Recent Studies of Applied Sciences. – Kiev, 2015. – № 8. – С. 10–17;
3. Трухина О.С., Синцов И.А. Опыт применения углекислого газа для повышения нефтеотдачи пластов // Успехи современного естествознания. – Москва, 2016. – № 3. – С. 205–209;
4. Череповицын А.Е., Сидорова К.И., Буренина И.В. Экономическая оценка проектов закачки CO₂ в нефтяные месторождения // Нефтегазовое дело. – Уфа, 2014. – №5 – С. 337–356.
5. Balbinski E. CO₂ flooding of UKCS reservoirs //Sharp IOR News letter. – 2003. – № 4. – 85 p.
6. Heddle G., Herzog H., Klett M. The economics of CO₂ storage //Eds Massachusetts Institute of Technology, USA. – 2003. – 111 p.

АНАЛИЗ ДИНАМИКИ СТОИМОСТИ БУРЕНИЯ

А.С. Манилов, В.Д. Денисюк

Научный руководитель - доцент И.В Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Основная задача геологоразведочных работ состоит в выявлении и подготовки к разработке запасов углеводородного сырья в объемах, восполняющем их потребление [1].

Затраты геологоразведочные работы (ГРР) являются наиболее существенными из всех затрат нефтяных компаний, направленных на добычу углеводородного сырья (УВ). Учет в политике компании факторов, влияющих на стоимость ГРР может значительно повысить экономическую эффективность и рентабельность нефтедобывающих и нефтесервисных компаний. Учитывая тот факт, что объем ГРР растет с каждым годом, анализ динамики изменения цены ГРР представляется очень актуальной задачей. С течением времени стоимость ГРР будет расти, что связано с усложнением условий бурения, являющегося следствием высокой выработанностью легкодоступных запасов и ростом доли труднодоступных производственно-геологическом, инфраструктурном и географо-климатическом аспектах.

Финансирование ГРР осуществляется из различных источников. В соответствии с данными годовых отчетов МПР РФ («Роснедра») существует пять основных источников финансирования, а именно финансирование за счет кредитов, за счет отечественных и зарубежных инвесторов, за счет собственных средств организаций, за счет бюджетов субъектов Российской Федерации, за счет федерального бюджета.

Основную долю в общем объеме финансирования занимают собственные средства организаций, а финансирование из других источников играет лишь вспомогательную роль, что отражено на накопительных диаграммах (рис. 1). При этом наглядна корреляция с ценой на нефть. Падение цены на нефть уменьшает финансирование ГРР, а в свою очередь рост цены на нефть стимулирует выделение дополнительных средств. С падением цены на нефть доля финансирования за счет отечественных и зарубежных инвесторов уменьшается, в свою очередь финансирование за счет федерального бюджета и за счет бюджета субъектов РФ остается примерно на одном уровне. Таким образом, падение цены на нефть делает сектор ГРР менее привлекательным для внешних инвесторов.

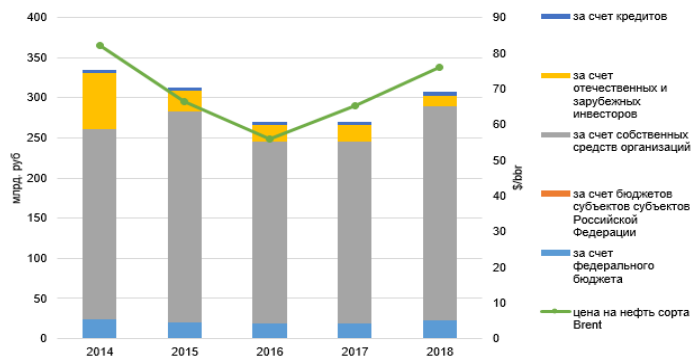


Рис. 1 Финансирование геологоразведочных работ

Анализ динамики изменения стоимости буровых работ показал, с уменьшением объема работ цена работ на бурение снижается, данное снижение объясняется тендерной системой на ГРР (рис.2). В условиях низких цен на нефть компании сворачивают долгосрочные программы инвестирования, что ведет к усилению конкуренции среди нефтесервисных компаний, а, следовательно, к демпингованию стоимости услуг. Недропользователю проще заключить более дешевый тендр. Как следствие снижается и стоимость услуг по бурению

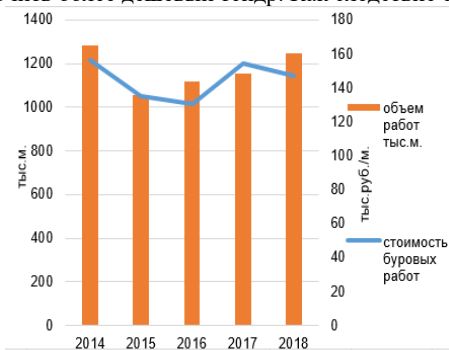


Рис. 2 Зависимость объема бурения и стоимости буровых работ

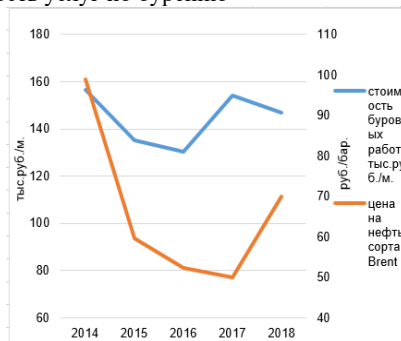


Рис. 3 Зависимость стоимости бурения и цены на нефть

Одним из основных показателей, позволяющих оценить экономическую эффективность ГРП является стоимость прироста 1 тонны запасов (УВ). Данный показатель рассчитывается как отношение затрат на ГРП к

объему запасов (УВ), выраженным в тоннах, которые удалось прирастить благодаря данным работам.

Рост стоимости 1 тонны запасов (УВ) приводит к увеличению финансирования ГРП, что будет являться вынужденной мерой для сохранения объемов работ (рис 4.). Данное явление приводит к дополнительным затратам компании и может негативно сказаться на прибыли компании.

В работе автора [1], показано, что снижение затрат на ГРП может быть достигнуто за счет увеличения приращения запасов УВ. В свою очередь прирост запасов (УВ) может быть достигнут за счет вовлечения в изучение больших структур, а также увеличения объемов проведения научно-исследовательской работ, геофизических исследований, и поисково-разведочного бурения.

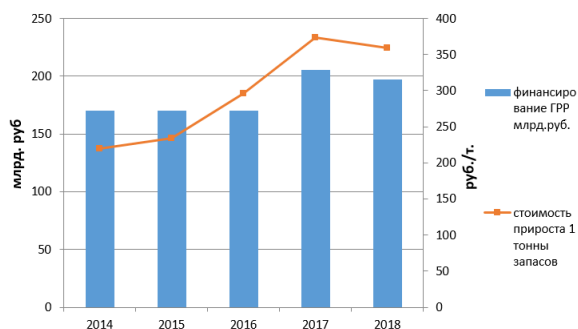


Рис. 4 Зависимость финансирования геологоразведочных работ и стоимости 1 тонны прироста запасов

Литература

1. Назаров В. И., Медведева Л. В. Классификация и количественная оценка факторов, влияющих на эффективность геологоразведочных работ на нефть и газ" Интерэкспо Гео-Сибирь, vol. 2, no. 4, 2016, pp. 265–269.
2. Скипин Д.Л., Зылёва Н.В. Анализ поисковых затрат на проведение геологоразведочных работ. Экономический анализ: теория и практика, no. 18 (417), 2015, pp. 30–40.
3. Федеральное агентство по недропользованию – Роснедра – Статистическая отчетность [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rosnedra.gov.ru/category/214.html?mm=246&ml=45>

АНАЛИЗ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА АНТИТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК НА ОСНОВЕ ПОЛИАКРИЛАМИДА

М.Н Немцев, А.С. Чемякин, И.В. Шарф

Научный руководитель - доцент Т.С Глызина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Трубопроводный транспорт нефти – важнейшая составляющая нефтехимического комплекса России в силу специфики географии нефтяных месторождений и рынка потребления углеводородного сырья. Значительный рост добычи нефти, вызванный необходимостью производителей компенсировать потери прибыли в связи со сложившейся в последнее время отрицательной динамикой цен на нефть, и, как следствие, повышение объёмов транспортировки данного продукта стимулируют более гибкое использование трубопроводной сети.

В качестве достаточно действенного способа повышения эффективности эксплуатации трубопроводов зарекомендовало себя применение антитурбулентных присадок. Полимерные антитурбулентные присадки (АТП) – это высокомолекулярные соединения, свойством которых является снижение гидравлического сопротивления течения жидких углеводородов в трубах. Введение АТП в поток в концентрациях порядка 10...30 г на одну тонну нефти позволяет увеличивать пропускную способность нефтепроводов на 15...25 % в зависимости от диаметра. Данный способ является гораздо менее затратным, чем строительство новых, либо расширение (лупингование) старых трубопроводов.

Рынок полимерных антитурбулентных присадок в России и СНГ бурно развивается и составляет в данный момент 6–7 тыс. тонн в год. На данный момент главными поставщиками АТП являются зарубежные компании “Сonoco Phillips” и “Baker Hughes”, научно-технические достижения которых определяют эффективность применения АТП в трубопроводном транспорте нефти. Однако в современных условиях возрастающего санкционного давления со стороны зарубежных стран и, как следствие, актуализации проблемы импортозамещения встаёт необходимость разработки и внедрения технологии отечественных АТП, для чего нужно проанализировать существующие достижения в этой области. Цель настоящей работы – проанализировать существующие антитурбулентные присадки, предложить одну из них в качестве наиболее эффективной, представить технико-экономический анализ производства данной присадки в российских условиях и провести сравнение с зарубежными аналогами.

Как уже было сказано ранее механизм действия АТП основан на аномальном снижении гидравлического сопротивления жидкости при добавлении в неё полимеров. Данный феномен впервые был всерьёз изучен английским химиком Б.А. Томсом, сообщившим в 1948 г. о результатах опытов с разбавленными растворами высокомолекулярных полимеров с линейной структурой молекул, в результате которых удавалось снижать сопротивление трения в турбулентном потоке до 50-80 %. Впоследствии данный эффект получил название эффекта Томса.

Количественно величину эффекта Томса можно оценить различными способами. В данной работе рассматривается метод сопоставления массовых расходов жидкости при течении её через капилляр в турбулентном режиме. В результате соответствующих лабораторных исследований для нескольких различных веществ

(полиакриламид; катионный сополимер акриламида с гидрохлоридом диметиламиноэтилметакрилатом; анионный сополимер акриламида с акрилатом натрия; полиэтиленоксид; натриевая соль карбоксиметилцеллюлозы) удалось выявить полимер, обладающий наибольшим значением величины эффекта Томса (а значит, являющийся наиболее эффективной антитурбулентной присадкой). Результаты данных исследований в виде графика зависимости эффекта Томса и концентрации полимера представлены на рисунке.

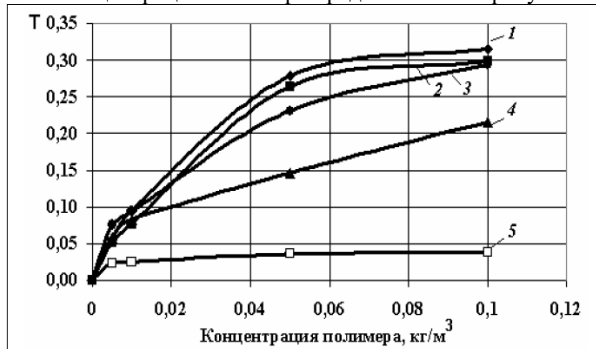


Рис. Зависимость величины эффекта Томса от концентрации полимеров:
 1 – полиакриламид;
 2 – катионный сополимер акриламида с гидрохлоридом диметиламиноэтилметакрилатом;
 3 – анионный сополимер акриламида с акрилатом натрия;
 4 – полиэтиленоксид;
 5 – натриевая соль карбоксиметилцеллюлозы

Из графика видно, что наиболее эффективной антитурбулентной присадкой оказался полиакриламид, который практически при любой концентрации показал наибольшие значения эффекта Томса по сравнению с остальными исследуемыми веществами. В связи с вышесказанным, целесообразно привести технико-экономический анализ производства антитурбулентной присадки на основе данного полимера.

Оценка экономической эффективности производства АТП на основе полиакриламида и расчет ее себестоимости произведены согласно настоящим ценам и нормативам, характерным для Томской области, в соответствии с работами [2,4].

Себестоимость присадки складывается из затрат на сырье, материалы, энергоресурсы, общезаводских расходов и заработной платы (табл.).

Таблица

Калькуляция себестоимости АТП на основе полиакриламида

| Статьи затрат | Затраты, р./т | Затраты на год, р. |
|---|---------------|--------------------|
| Сырьё и материалы | 77758,7 | 388793518 |
| Энергоресурсы | 919,46 | 4597288 |
| Зарплата основных рабочих с отчислениями | 1975,5 | 9877493 |
| Общезаводские расходы | 1968,27 | 9841357 |
| Расходы на содержание и ремонт | 1599,63 | 7998171 |
| Цеховая себестоимость | 84346,99 | 421734970 |
| Общехозяйственные расходы (15 % от цеховой себестоимости) | 12652,05 | 63260245 |
| Заводская себестоимость: | 96999,04 | 484995215 |
| Коммерческие расходы (5 % от заводской себестоимости) | 4849,95 | 24249761 |
| Полная себестоимость | 101849 | 509244976 |
| Сырьё и материалы | 77758,7 | 388793518 |
| Энергоресурсы | 919,46 | 4597288 |

Таким образом, полная себестоимость присадки составляет 101849 р./т, или \$ 1531 за 1 т при актуальном курсе доллара. С учетом затрат на разработку проекта себестоимость возрастет до 173143 р./т.

Произведенные экономические расчеты показали, что точка безубыточности производства составляет 557 т, критический объем реализации – 138,1 млн р., срок окупаемости проекта, рассчитанный по чистому дисконтированному доходу, – 19 мес. при норме дисконта 0,2 и частичной загрузке производства в первые 2 года. Удельные технологические энергозатраты составляют 780,2 МДж/т на 1 т готовой продукции.

В ходе работы, рассмотрена технологическая схема получения антитурбулентной присадки на основе полиакриламида для нефти и нефтепродуктов и рассчитаны экономические показатели ее производства. Показано, что присадка, полученная по данной технологии, может конкурировать с зарубежными аналогами, стоимость которых на российском рынке составляет от \$ 12000 за тонну.

Литература

1. Абдусаломов А. В. и др. Антиурбулентные присадки суспензионной формы для трубопроводного транспорта нефти. – 2013.
2. Коновалов К. Б. и др. Разработка технологии и оценка эффективности производства антиурбулентной присадки суспензионного типа // Векторы благополучия: экономика и социум. – 2011. – №. 1 (1).
3. Манжай В.Н. Количественное описание эффекта томса и применение его в трубопроводном транспорте нефти // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2009. № 2. С. 99–105.
4. Несын Г. В. Получение высокомолекулярных добавок, увеличивающих пропускную способность нефтепроводов: дис. – Казанский государственный технологический университет, 2007.

ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ И ФИНАНСОВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕФТЯНОЙ КОМПАНИИ «CALIFORNIA RESOURCES CORPORATION»

Д.А Нечаев, С.Е. Фадеев, Т.С Глызина

Научный руководитель - доцент И.В Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

California Resources Corporation (CRC) – компания, занимающаяся разведкой и добычей нефти и природного газа и работающая с быстрорастущими, высокорентабельными традиционными и нетрадиционными активами исключительно в штате Калифорния, США.

В работе рассмотрены производственные и финансовые показатели деятельности компании «California Resources Corporation», которая является крупнейшим производителем природного газа в Калифорнии, импортируя приблизительно 90 процентов природного газа, потребляемого в штате.

Компания работает в каждом из четырех крупнейших нефтегазовых бассейнов Калифорнии: Сан-Хоакин, Вентура, Лос-Анджелес, Сакраменто. В бассейне Сакраменто в основном добывается сухой природный газ.

В период с 2014 по 2018 год количество добывающих скважин снизилось и вместе с этим снизился суточный дебит (рис. 1а). Однако, в 2015 году количество добывающих скважин резко уменьшилось относительно 2014 года. В это же время суточный дебит увеличился, следовательно, компания активно и успешно применяет методы интенсификации добычи. Однако в период с 2016 до 2017 год эффективность применяемых методов по повышению нефтеотдачи пласта снизилась, что повлекло необходимость строительства новых эксплуатационных скважин, что в свою очередь существенно увеличило затраты на обслуживание и соответственно уменьшило прибыль компании.

С 2014 года по 2018 год затраты на добычу снизились, однако и дебиты тоже упали с 2015 года (рис. 1б). Нельзя утверждать, что затраты на добычу целиком и полностью зависят от уровня добычи. Так в 2015 году среднесуточный дебит был максимальным за рассматриваемый период, а себестоимость находилась на уровне с 2018 годом, следовательно, к 2018 году стоимость добычи одного барреля нефти стала выше, чем в 2015. Это можно объяснить попытками компании разрабатывать новые нетрадиционные запасы углеводородов, добыча которых обходится компании дороже традиционных [1].

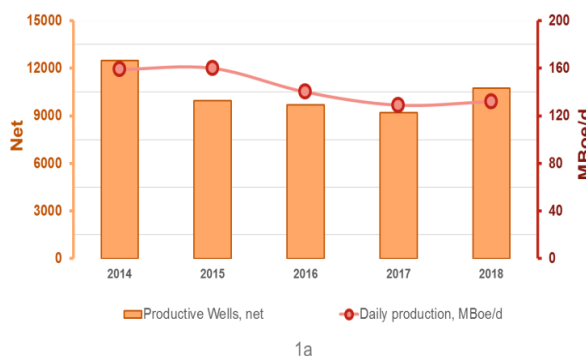


Рис. 1а) Соотношение добывающих скважин и суточного дебита

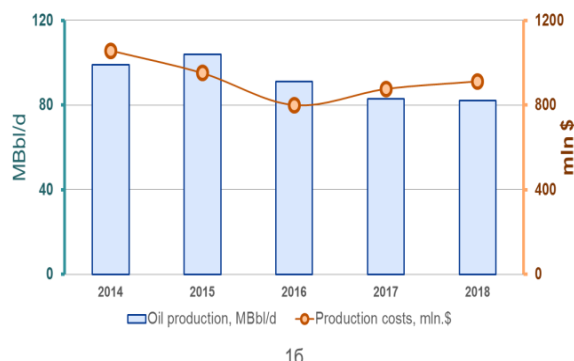


Рис. 1б) Суточный дебит и затраты на добычу

В 2014, 2015 и 2017 годах компания несла убытки (рис. 2). Несмотря на большую выручку, чистая прибыль была отрицательной. Снижение цен на нефть в серьезной степени повлияло на доходы компании. Однако в 2016 и 2018 годах компания смогла адаптироваться к новым условиям, существенно сократив свои расходы, и сумела получить чистую прибыль в объеме 279 и 328 млн. долл. США соответственно [1].

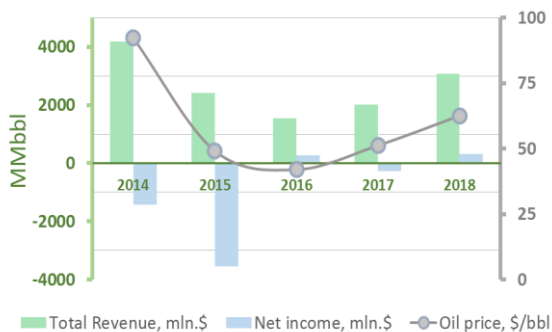


Рис. 2 Цена на нефть, чистая прибыль и выручка

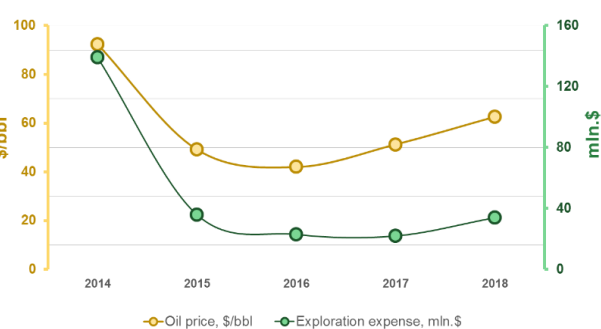


Рис. 3 Инвестиции в ГРП и цена на нефть

Низкие доходы компании явились существенным фактором сокращения долгосрочных инвестиций в ГРП в 2015 году, в условиях низких цен на нефть на мировом рынке (рис. 3). [1].

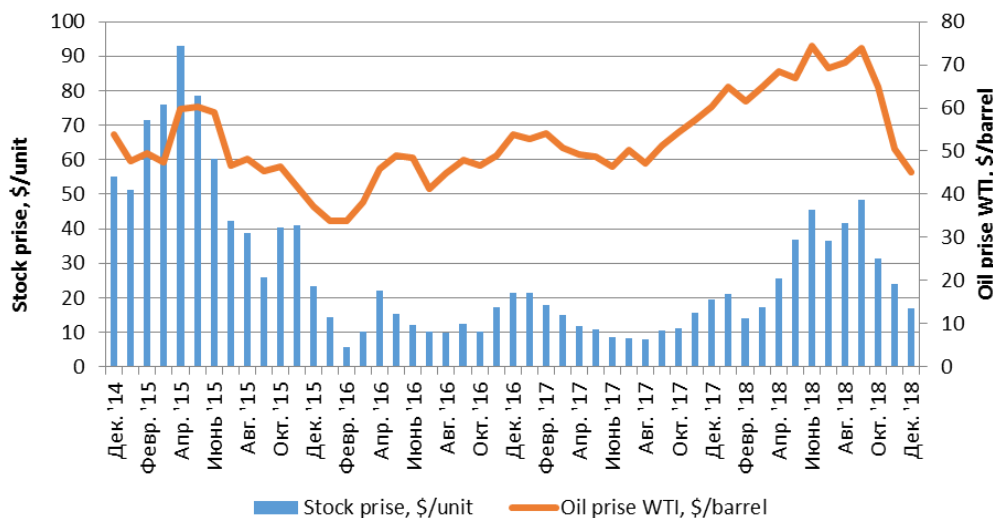


Рис. 4 Стоимость акций компании и цена на нефть

Деятельность компании и макроэкономическая ситуация существенно отразились на стоимости компании. Цена на акции компании была максимальной в апреле 2015 года (рис. 4).

Видна прямая зависимость цен на акции компании и цены на нефть. Однако падение цены на нефть в феврале 2016 года серьезно повлияло на стоимость акций, которая достигла минимального значения в рассматриваемом периоде. С тех пор цена на нефть поднялась выше значений, соответствовавших максимальным значениям цен на акции, а стоимость акций выросла незначительно по сравнению с 2015 годом [2].

Исходя из вышесказанного, можно сделать следующие выводы:

В 2014, 2015 и 2017 годах деятельность компании была крайне убыточной. Низкая цена на нефть являлась серьезным препятствием на пути развития компании. В этот период компания находилась на краю банкротства, стоимость её акций упала до минимальных значений.

Однако, в 2016 году компания сумела адаптироваться к условиям рынка и сократить свои расходы, в том числе и с помощью сокращения инвестиций в ГРП. В 2016 и 2018 годах компания сумела получить прибыль и её акции поднялись в цене.

При этом можно отметить, что высокие цены на нефть обеспечивают компании стабильность её деятельности, однако их снижение может привести её к банкротству. Кроме того, сокращение финансирования ГРП снижает стратегические перспективы по обеспеченности добычи воспроизводимыми запасами углеводородов.

Литература

1. «California Resources Corporation» – Annual report and proxy statement [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://crc.com/investor-relations/financial-reports> свободный. – Загл. с экрана (Дата обращения 28.11.2019);
2. «California Resources Corporation» – Стоимость акций [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ru.investing.com/equities/california-resources-corp-historical-data> свободный. – Загл. с экрана (Дата обращения 28.11.2019).

КРАТКАЯ ИСТОРИЯ СЛАНЦЕВОЙ РЕВОЛЮЦИИ

М.Н. Новиков, А.С. Ходус

Научный руководитель - доцент И.В Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В 1821 году в деревне Фредония, расположенной в штате Нью-Йорк, из скважины, пронизывающей всего около 8 метров сланцевой породы, Ульям Харт впервые добыл первый кубический метр сланцевого газа. Газ, добываемого из этой скважины, было достаточно для нужд хозяина, а именно для снабжения электричеством несколько магазинов и местную мельницу. Однако У. Харт решил не останавливаться на достигнутом, в 1857 году с использованием передового оборудования, в которое входили лопаты и несколько связок динамита, были вскрыты продуктивные отложения еще в двух скважинах, расположенных поблизости к первой. И уже в следующем 1858 году на сырьевой рынок США вышел новый игрок Fredonia Gas Light Company. Это была первая компания на территории США, специализирующаяся на добыче природного газа [1].

Однако до сланцевой революции было еще очень далеко, на протяжении конца XIX и всего XX века велись работы по совершенствованию технологий, связанных с проведением гидравлического разрыва и наклонно-направленным бурением, что впоследствии привело к увеличению объемов добычи.

Впервые термин «Сланцевая революция» был опубликован в конце 2012 года и далее начал использоваться повсеместно, однако рост добычи на сланцевых месторождениях начался в первой половине 2011 года [2]. Однако встает вопрос, почему рост добываемой продукции начался с таким опозданием на фоне развития технологической составляющей? Возможно, требовалось определенное время на повсеместное внедрение технологии, но можно предположить, что основополагающим фактором во всплеске добычи является изменение динамики цен на нефть. По динамике добычи видно, что до середины 2010 года она оставалась стабильной, а иногда и снижалась.

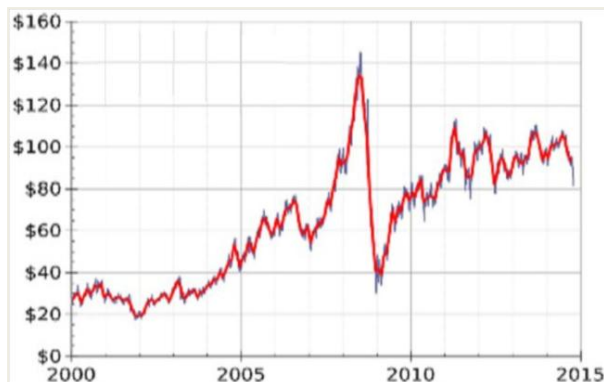


Рис. 1 Динамика цен на нефть (\$ за баррель)[1]

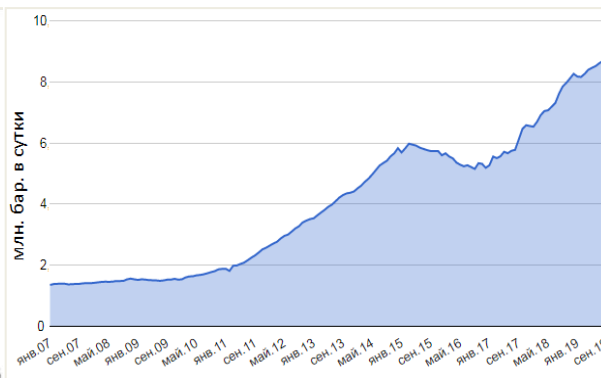


Рис. 2 Динамика добычи сланцевой нефти в США[6]

Уже к 2015 году сланцевая нефть постепенно занимает лидирующие позиции на сырьевом рынке в США. В том же году президентом США, был утвержден указ об отмене запрета на экспорт сырой нефти из страны [7]. Динамика экспорта нефти начала быстро увеличиваться. Если в мае 2016 года он составлял 662 тыс. барр. в сутки, то на конец 2018 года показатель возрос до 2 млн. барр. в сутки.

Однако на фоне увеличившихся объемов добычи, возросли и масштабы негативных последствий разработки сланцевых горизонтов. Сама по себе добыча сланцевой нефти является трудоемкой и более опасной по сравнению с разработкой традиционных запасов. В первую очередь это связано с тем, что давление паров сланцевой нефти в 3 раза превышает аналогичный показатель у традиционной нефти, что выражается в повышенной взрывоопасности при ее транспортировке. Во-вторых, ряд американских сейсмологов проводят исследования по обнаружению связи между закачкой воды в продуктивные горизонты и повышению сейсмической активности в тех же районах.

Доказано, что с 2008 года частота землетрясений в центральной части США возросла. Одной из теорий, объясняющих эту закономерность, является увеличение гидродинамического давления в порах горных пород при закачке воды, что в свою очередь создает дополнительно давление на разломы в породе [5]. Однако самый большой резонанс в обществе вызывает проблема, связанная с ущербом, наносимым окружающей природе. Районы добычи, после ее окончания, напоминают места ядерных ударов, в этих зонах в ближайшие десятилетия будет отсутствовать флора и фауна. Вероятность загрязнения грунтовых вод и отравление почвы токсическими химическими веществами, используемыми при добыче, может привести к необратимым последствиям. Из-за этого технология гидроразрыва пласта была запрещена в некоторых странах Европы, а именно во Франции, Германии, Болгарии и др. Однако, не смотря на все негодования «зеленых» сообществ, в США эта технология процветает, за исключением нескольких штатов, где отсутствуют серьезные производственные мощности.

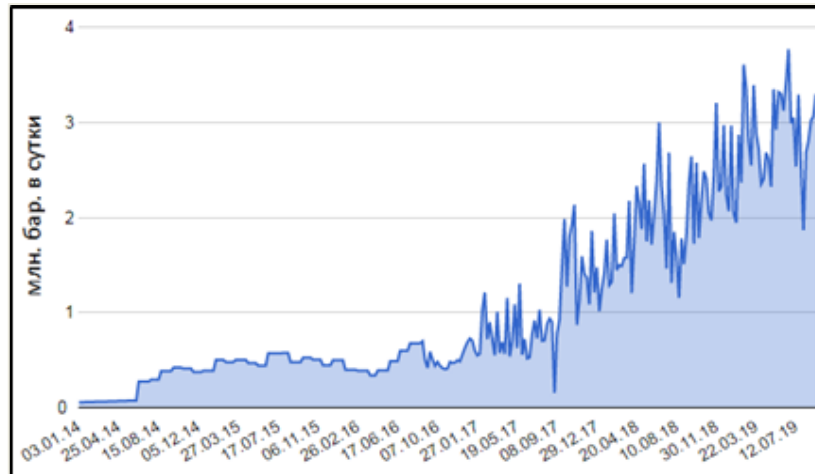


Рис. 3 Динамика экспорта нефти [6]

На фоне этих проблем за последние года отмечается снижение прироста добычи в США, если в 2017 году значения доходили до 2 млн. б/день, то по прогнозу ОПЕК в 2020 году показатель снизится до 1,5 млн. б/день [3]. Понижается и число вводимых в разработку скважин. По данным Baker Hughes число действующих буровых установок в США на ноябрь 2019 составляло 806, это число меньше аналогичного показателя за ноябрь 2018 года на 276 единиц. В одном из своих последних отчетов информационный провайдер IHS Markit говорит о полном прекращении прироста добычи сланцевой нефти к 2020 году. Также наблюдается тенденция к снижению объемов финансирования, поступающих от инвесторов, которые так и не дождались прибыли. Мелким компаниям все чаще отказывают в выдаче кредитов в банках, однако текущие проблемы коснулись и гигантов отрасли [4].

Один из первопроходцев сланцевой революции, второй крупнейший производитель природного газа в США Chesapeake Energy заявил, что при текущих котировках нефти и газа уже в начале 2020 года компанию ждет дефолт по облигациям. По данным квартального отчета убыток компании превысил 100 миллионов долларов, таким образом текущие долги компании превышают ее стоимость в семь раз. На ноябрь 2019 с начала года о банкротстве заявили 26 компаний, среди которых Sanchez Energy Corp., Halcon Resources Corp., Bristow Group, PHI, Jones Energy и Rex Energy. Некоторые компании, в том числе Diamondback Energy Inc., Callon Petroleum Co. и Cimarex Energy Co., планируют не увеличивать капиталовложения в 2020 году в надежде на будущий рост цен [4].

На данный момент нельзя говорить о полном крахе сланцевой промышленности США, хотя и темп прироста добычи начал понижаться и возможно станет равен нулю, объем добываемой продукции остается на высоком уровне. При усовершенствовании существующих технологий добычи и сведения к минимуму вреда, наносимого окружающей среде, сланцевые бассейны США способны обеспечить необходимые объемы добываемой продукции.

Литература

1. 10 карт, объясняющих сланцевую революцию в США // Вести Экономика [Электронный ресурс]. – Режим доступа: URL:<http://www.vestifinance.ru/articles/53003> (дата обращения 06.12.2019)
2. Аржаев Ф.И. Сланцевая революция в США: этапы и результаты // Вопросы студенческой науки. Выпуск №14, октябрь 2017. С. 89–95.
3. Грозная туча над индустрией сланцевой // Вести Экономика URL:<https://www.vestifinance.ru/articles/128316> (дата обращения 07.12.2019)
4. Добыча сланцевой нефти: одни ожидают прекращения роста, другие – ускорения // Агентство экономической информации «ПРАЙМ» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://1prime.ru/energy/20191119/830571014.html> (дата обращения 08.12.2019)
5. Родкин М.В. Нефтяную экономику испытывают на гидроразрыв // «Независимая Газета» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.ng.ru/science/2019-02-26/10_7518_oil.html?utm_source=uxnews&utm_medium=desktop&utm_referrer=https%3A%2F%2Fyandex.ru%2Fnews (дата обращения 07.12.2019)
6. Статистика. Запасы и добыча нефти (США) // InvestBrother [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://investbrothers.ru/stata/stata_oil/zapasy-i-doby-cha-neft-ssha/ (дата обращения 05.12.2019).
7. США начали свободно экспортировать нефть и газ // Газета "Ведомости" [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2016/01/14/624014-ssha-svobodno-eksportirovat-neft-gaz> (дата обращения 07.12.2019).
7. Шарф И.В. Сланцевая газовая индустрия: тенденции и последствия // Труды XVII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 150-летию со дня рождения академика В. А. Обручева и 130-летию академика М. А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы. Национальный исследовательский Томский политехнический университет. 2013.

ПРОИЗВОДСТВЕННО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ
АО «САМОТЛОРНЕФТЕГАЗ»

Р.Р. Одилов, К.Р. Умаров

Научный руководитель - доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время АО «Самотлорнефтегаз» - одно из ключевых добывающих предприятий НК «Роснефть» в Западной Сибири, которая ведет разработку уникального Самотлорского месторождения. АО «Самотлорнефтегаз» ведет деятельность на 10 (7 — как недропользователь) лицензионных участках.

Предприятие является коммерческой организацией и ставит в качестве цели своей деятельности извлечение прибыли.

Самотлорское месторождение открыто в 1965 году, введено в промышленную разработку в 1969 году. Промышленная нефтегазоносность выявлена в 18 продуктивных пластах, приуроченных к юрской и меловой системам, залегающих на глубинах от 1600 до 2500 метров. Начальный дебит скважин варьирует в диапазоне 47-1200 т/сут.

Самотлорское месторождение расположено в Нижневартовском районе ХМАО-Югра Тюменской области в 15-60 км севернее и северо-восточнее г. Нижневартовска и в 750 км к северо-востоку от города Тюмени. Является одним из крупнейших нефтяных месторождений в России и мире.

Географически район месторождения приурочен к водоразделу рек Вах и Ватинский Еган, правых притоков реки Обь. (рисунок 1). Геологический разрез Самотлорского месторождения представлен мощной (около 3000 м) толщей осадочных пород, залегающих на размытой поверхности складчатого фундамента.

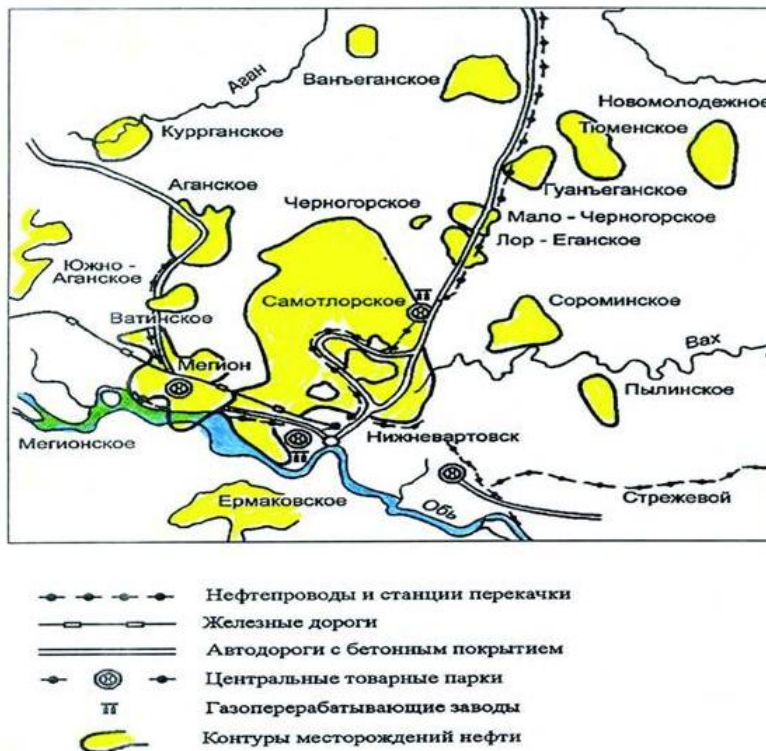


Рис.1 Обзорная карта Самотлорского месторождения

Площадь лицензионного участка Самотлора, разработку которого ведет «Самотлорнефтегаз», - 2516,9 кв. м. На месторождении 9620 эксплуатационный добывающий и 4 890 эксплуатационный нагнетательный фонд скважин, оснащенных новейшим высокотехнологичным оборудованием. Протяженность нефтепроводов - 5 911 км.

Самотлорское нефтяное месторождение относится к крайне сложным объектам разработки по своему геологическому строению. Она относится к классу легких нефтей с плотностью – 838 – 850 кг/м³, обладает повышенной вязкостью – 9,1 мПа*с, содержание серы колеблется в промежутке 0,68 – 0,86%. При этом на эффективность работы механизированных скважин влияет ряд осложняющих факторов, которые присутствуют на месторождении.

В 2012 г. добыча углеводородов превысила 26,5 млн т н.э. При этом добыча нефти составила около 22 млн т, или около 4% от общего объема добычи нефти в Российской Федерации. С течением времени доля добычи нефти СНГ по отношению к добыче в России постепенно падает и достигает своего наименьшего значения в 2017 году – 3% (рисунок 2).

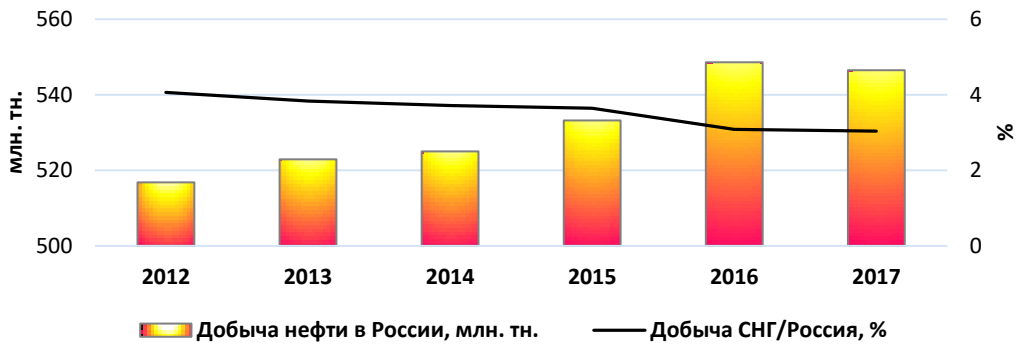


Рис.2 Отношение добытой нефти "СНГ" от общей добычи по России

Начиная с 2012 года, количество добывающих и нагнетательных скважин в значительной степени не изменялось, за исключением 2013 года. Средний дебит скважин в период с 2012-2017 года начал падать. Такое резкое снижение количества добывающих скважин можно объяснить попыткой применения разных геолого – технологических мероприятий с целью увеличения дебита. Самотлорское месторождение отличается высокими обводненности продукции и истощением месторождения, что приводит к снижению, темпов разработки месторождений (рисунок 3).

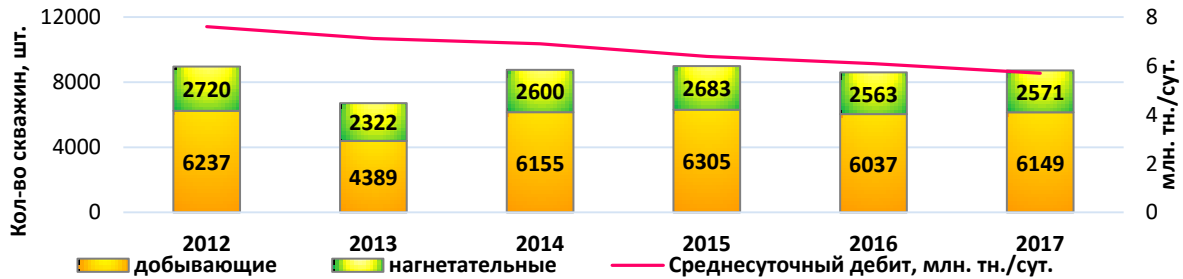


Рис.3 Структура фонда Самотлорского месторождения

Вследствие падения добычи УВ из-за истощения месторождения, затраты на их добычу с каждым годом повышаются и достигают своего максимального значения в 2017 году (рисунок 4).



Рис. 4 Корреляция добычи УВ и затрат на их добычу

По вышеперечисленным графикам можно сделать вывод о том, что объем добычи Самотлорского месторождения остаются примерно на одном уровне. В связи с его истощением и ростом обводненности все больше затрат требуется для поддержания требуемого уровня нефтеизвлечения. У Самотлорского месторождения большой потенциал. Являясь уникальным в своем роде на территории России, в нем сосредоточены огромные объемы запасов как доказанных, так и вероятных.

Литература

1. Годовой ОТЧЁТ ОАО «Самотлорнефтегаз» за 2013 год
2. Годовой ОТЧЁТ ОАО «Самотлорнефтегаз» за 2014 год
3. Годовой ОТЧЁТ ОАО «Самотлорнефтегаз» за 2016 год
4. Сведения о НДПИ «Самотлорнефтегаз» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://rg.ru/2017/11/19/samoe-kрупное-neftianoe-mestorozhdenie-rossii-samotlorskoe-poluchit-novyy-impuls-razvitiia.html>
5. Экономический отчет за 2015 год [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://e-ecolog.ru/buh/2015/8603089934>
6. Экономический отчет за 2012-2015 гг. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.list-org.com/company/4187>

**АНАЛИЗ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ АМЕРИКАНСКОЙ
НЕФТЕГАЗОВОЙ КОМПАНИИ " PENN VIRGINIA CORPORATION "**

Т.Г Полякова, Н.А Бурков

Научный руководитель - доцент И.В Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

По причине того, что многие месторождения углеводородов, сложенные терригенными породами, истощаются, есть необходимость в освоении новых месторождений, сложенных сланцевыми горными породами.

В США за последние несколько лет добыча углеводородов (УВ) из сланцевых горных пород возросла. Несмотря на рост добычи, стоит отметить, что «сланцевый» бизнес – один из молодых в мировой практике. Он связан с многочисленными рисками, а также технологическими проблемами при добыче УВ.

Многие инвесторы вкладывают большие денежные средства в активы нефтегазовых компаний, специализирующихся на добыче УВ из нетрадиционных источников, рискуя не получить ожидаемые дивиденды.

В данной статье анализируется деятельность независимой нефтегазовой компании «PennVirginiaCorporation», которая занимается разработкой, разведкой, добычей нефти, газового конденсата и природного газа в континентальных и прибрежных районах Соединенных Штатов Америки, в том числе из сланцевых пород.

Основную ресурсную базу компании обеспечивают два месторождения: EagleFord (введено в эксплуатацию в 2008 году) и Granitewash (введено в эксплуатацию в 2011).

EagleFord является крупным сланцевым нефтегазоконденсатным месторождением. Оно расположено на юго-западе штата Техас в США, общая площадь составляет 51,2 тыс. кв. км. Продуктивный пласт месторождения залегает на глубинах 1200-4200 м. Площадь нефтяной части 9,2 тыс. кв. км, толщина пласта 30-85 м. Средний дебит нефти или конденсата 19 т/сут, газа 13 тыс. м³/сут.



Рис. 1 Добыча доказанных запасов углеводородов PennVirginiaCorporation

Granitewash является сланцевым нефтегазовым месторождением, которое расположено на севере Техаса и по величине доказанных запасов относится к мелким. Объем добычи компании на Granitewash составляет около 5% углеводородов, в то время как остальные 95% приходятся на EagleFord.

Опыт разработки сланцевых месторождений показал, что каждое месторождение характеризуется уникальными геологическими параметрами, а также физико-химическими свойствами добываемой продукции. Данные параметры влияют на показатели добычи, снижая или увеличивая среднесуточный дебит по скважинам, а впоследствии и показатели компании в целом.

Судя по динамике добычи и прироста доказанных запасов УВ (Рис.1), добыча УВ имеет тенденцию к сокращению с 2009 по 2017 год. Данная тенденция объясняется кризисом 2008 года, падением цены на нефть в 2015 (45 \$ за баррель, что является болевым порогом цены на сланцевую нефть [1]), финансовыми проблемами компании.

В 2018 наблюдается рост добычи, это связано с тем, что в 2018 году компания продала все оставшиеся нефтегазовые объекты на юге США и вложила полученную выручку в размере 5,7 млн. долл. в программу развития месторождения EagleFord. Общая добыча увеличилась на 110%, при этом добыча нефти увеличилась на 120% по сравнению с уровнем 2017 года.

Если же рассмотреть график изменения доказанных запасов, то можно отметить следующее: в 2009 году было пробурено 2 скважины, в 2010 и 2011 – 9, в 2012 – 6 (в этот период осуществляется рост запасов). Затем, в период 2013-2016 не было пробурено ни одной скважины, что привело к падению уровня доказанных запасов. В 2018 году было пробурено 53 скважины, что отразилось на графике резким увеличением доказанных запасов.

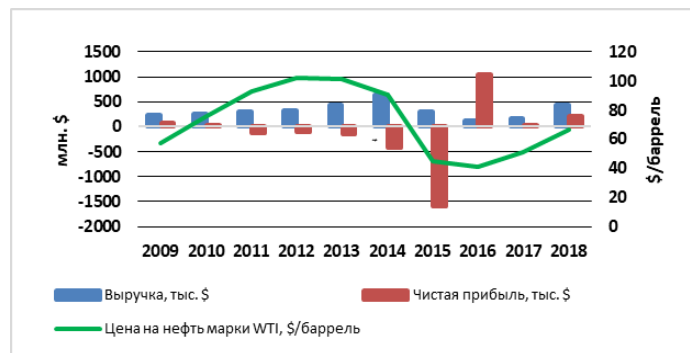


Рис. 2 Выручка и чистая прибыль PennVirginiaCorporation

Анализируя график динамики цены на нефть, выручки и чистой прибыли (Рис.2) можно утверждать о наличии корреляции цены нефти и выручки. Цена нефти растет до 2013 года, а выручка до 2014 из-за роста добычи. Далее оба показателя снижаются до минимумов в 2016 году. В то же время графики выручки и прибыли имеют противоположные тенденции. Давление долговых обязательств привело к тому, что в 2015 году компания достигла максимальных значений убытка. По графику также видно, что в 2016 году показатель прибыли намного больше выручки. Это можно объяснить тем, что компания в результате банкротства была вынуждена продать значимую часть своих активов. Далее видно, что с 2017 показатели выручки и прибыли растут.



Рис. 3 Затраты на геологоразведочные работы PennVirginiaCorporation

На Рис. 3 представлена динамика цены на нефть и затрат на ГРП. По графику можно сказать, что на 2011 год приходится максимальные затраты на ГРП в результате начала разработки месторождений сланцевых углеводородов (Granitewash) и роста цены на нефть в 1,6 раза. Полагалось, что эти действия помогут компании преодолеть убыточность, отраженную на Рис.2. Также 2011 год характеризуется максимальными значениями доказанных запасов УВ. Однако, в 2012 году начинается тенденция по снижению финансирования ГРП, что связано с ростом кредитной задолженности компании. Из-за банкротства компания в 2017-2018 годах не имела затрат на ГРП.

Исходя из политики «PennVirginiaCorporation», компании стоит активизировать деятельность по снижению операционных затрат; сохранить в своем активе участки с традиционными месторождениями, так как изменение цены существенно сказывается на производственных и финансовых показателях; внедрить новые технологии для максимального извлечения УВ из сланцевых пород.

Литература

1. Сланцевая нефть в США // Рамблер. финансы URL: <https://finance.rambler.ru/> (дата обращения: 25.11.2019).
2. Перспективы "сланцевой нефти" так же призрачны, как и сланцевого газа // Агентство нефтегазовой информации [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.angi.ru/news/2808713> АЛЕКСАНДР ХУРШУДОВ Перспективы сланцевой нефти так же призрачны, как и сланцевого газа/ (дата обращения: 25.11.2019).
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: 25.11.2019).
4. Eagle Ford News // Eagle Ford Shale URL: <https://eaglefordshale.com/> (дата обращения: 25.11.2019).
5. Investing URL: <https://ru.investing.com/equities/penn-virginia-corp> (дата обращения: 25.11.2019).
6. Investing URL: <https://ru.investing.com/commodities/crude-oil-historical-data> (дата обращения: 25.11.2019).
7. Penn Virginia Corporation // Encyclopedia URL: <http://www.encyclopedia.com/> (дата обращения: 25.11.2019).

**ПРОИЗВОДСТВЕННО-ФИНАНСОВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ
ПАО «САРАТОВНЕФТЕГАЗ»**

Д.А. Ундулганов, М.Р.Брыксин, Т.С. Глызина
Научный руководитель - доцент И.В Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одной из задач государства является поддержка компаний с целью продления жизни месторождений. Одним из основных стимулирующих механизмов является налоговое регулирование. Рассмотрим на примере ПАО «Саратовнефтегаз» действенность данных механизмов посредством анализа налоговой нагрузки.

За время существования компании было открыто более 116 месторождений нефти и газа, а также добыто свыше 85 млн. тонн нефти и газового конденсата и более 100 млрд. м³ газа [2]. Приоритетными направлением компании является увеличение добычи нефти и газа за счет расширения ресурсной базы.

Проблема старых, практически выработанных, месторождений наглядно иллюстрируется на примере рис. 1а, где видно, что с 2012 по 2014 года добыча нефти резко упала, а к 2018 году приблизилась к нулю [1]. При этом чистая выручка так же значительно падает до 2015 года, однако затем становится относительно стабильной (в 2018 году выручка компании от реализации составила 5,8 млн. руб., а в 2014 году была 8,6 млн. руб.), что связано с:

Значительным снижением добычи нефти;

Ценовой динамикой: курс доллара с 2015 по 2018 года увеличился на 7,8%;

Расширением спектра предоставляемых услуг и увеличением доли прочих услуг, не связанных с добычей нефти, в структуре компании.



Рис.1а) Добыча нефти ПАО «Саратовнефтегаз»



Рис.1б) Структура доходов ПАО «Саратовнефтегаз»

Прибыль, как видно на рис. 16, за 2018 г. составила 218,002 млн. руб., что значительно меньше по сравнению с 2014 г. Помимо реализации добытой нефти, прибыль компании формируется за счет предоставления прочих услуг. Однако основную роль снижении выручки играет падение добычи сырья, это связано с тем, что компания хотела увеличить добычу нефти, введя в разработку дополнительные рабочие скважины, однако это не увенчалось успехом и добыча продолжила падать. При этом анализ налоговой нагрузки показывает ее волатильность.

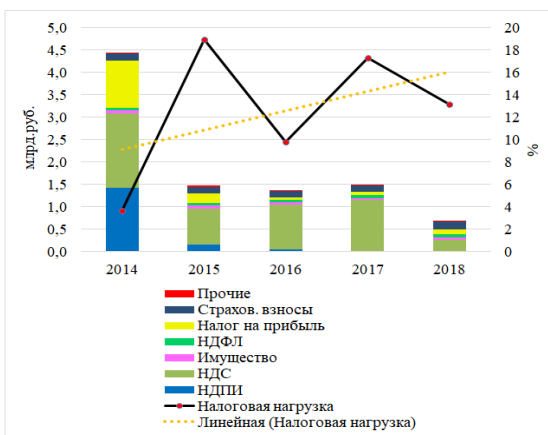


Рис. 2а) Структура налоговой нагрузки ПАО «Саратовнефтегаз»



Рис. 2б) Структура капитальных вложений ПАО «Саратовнефтегаз»

Совокупная налоговая нагрузка – расчетный суммарный объем денежных средств, подлежащих уплате в виде федеральных налогов и взносов в государственные внебюджетные фонды инвестором, осуществляющим инвестиционный проект, на день начала финансирования инвестиционного проекта [3]. Однако для полноты картины при расчете налоговой нагрузки учтем страховые взносы и НДС.

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. Это связано с косвенной привязкой налога к ценам на углеводороды.

Согласно рис. 2а можно сказать, что, налоговая нагрузка с 2014 по 2018 года – имеет высокую волатильность

При этом с 2014 по 2016 года уменьшается доля НДС в структуре налоговой нагрузки, что оправдано исходя из производственных показателей.

Несмотря на падение производственных и финансовых показателей, согласно рис. 2б видно, что капитальные вложения с 2015 года увеличиваются. Основные инвестиции вкладываются на модернизацию оборудования и в промышленное строительство в периоде 2015-2018. В 2014 году основной инвестиционный вклад был осуществлен в эксплуатационное бурение.

Увеличение капитальных вложений происходит за счет инвесторов (ПАО НК «РуссНефть», дочерним предприятием которой является ПАО «Саратовнефтегаз») и средств самой организации (кредитных (заемных) средств), таким образом, можно сказать, что за счет внешнего финансирования компания продолжает развиваться.

Литература

1. Годовые отчеты за 2014-2018 года. ПАО «Саратовнефтегаз». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.sng.ru/invest02> (дата обращения: 01.11.2019).
2. Официальный сайт ПАО «Саратовнефтегаз» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.sng.ru/> (дата обращения: 01.11.2019).
3. Федеральный закон от 25.02.1999 N 39-ФЗ "Об инвестиционной деятельности в Российской Федерации, осуществляемой в форме капитальных вложений" // "Собрание законодательства РФ". – 01.03.1999. – № 9. – Ст. 1096.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН (НА ПРИМЕРЕ АО «БУЛГАРНЕФТЬ»)

Г.Н. Уфимцев, А.А. Арестов

Научный руководитель - доцент И.В Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одной из проблем, стоящих перед нефтегазовыми компаниями в последние десятилетие в России, стоит эффективность применения геолого-технических мероприятий (ГТМ) на месторождениях с целью повышения нефтеотдачи. Значительный прирост добычи нефти в основном обеспечивается за счет оптимизации технологического режима работы скважин, введенных в разработку в 1960-70-е годы XX века.

В статье проанализирована эффективность использования ГТМ в Республике Татарстан на примере АО «Булгарнефть» в период с 2014 по 2018 годы.

В настоящее время АО «Булгарнефть» осуществляет разработку трех низкорентабельных месторождений, мелких месторождений в республике Татарстан, а именно Шийское, Западно-Сотниковское и Искринское.

Шийское нефтяное месторождение расположено на землях Мамадышского района РТ с развитой инфраструктурой. В региональном структурном плане Шийское месторождение находится на восточном склоне Северного купола Татарского свода – Кукморский выступ. Месторождение открыто в 1965 году, введено в разработку в 1992 году. Промышленная нефтенасыщенность связана с терригенными отложениями кыновского и карбонатными отложениями, мендымского и семилукского (доманиковского) горизонтов. Промышленная нефтенасыщенность связана с терригенными отложениями кыновского и карбонатными отложениями мендымского и семилукского (доманиковского) горизонтов, открытых в 1969 году. Средний дебит скважин около 69 тыс. т/год.

Западно-Сотниковское нефтяное месторождение, как самостоятельный объект разработки выделенное из Сотниковского месторождения, расположено в южной части Республики Татарстан, на землях Черемшанского района с развитой инфраструктурой. Проектирование разработки месторождения началось в 1999 году. В тектоническом отношении месторождение расположено на западном склоне южного купола Татарского свода в пределах Ульяновского вала и приурочено к трехкупольному Сотниковскому поднятию. Его промышленная нефтеносность связана с отложениями пашийского (1964), кыновского (1964) горизонтов верхнего девона, турнейского (1964) яруса и бобриковского (1964) горизонта нижнего карбона, башкирского (2002) яруса и верейского (1964) горизонта среднего карбона. Средний дебит скважин около 21,9 тыс. т/год.

Искринское нефтяное месторождение расположено на землях Черемшанского района РТ с развитой инфраструктурой. Месторождение открыто в 1963 году, введено в разработку в 1993 году. Промышленно нефтеносными на месторождении являются карбонатные отложения верейского (1964), башкирского (2002) возрастов среднего карбона, бобриковского (1964), турнейского (1964) возрастов нижнего карбона и кыновского (1964), пашийского (1964) возрастов верхнего девона. Средний дебит скважин около 77,8 тыс. т/год

Отметим, что добыча нефти в компании падает, что является следствием высокой растущей обводненности месторождений (см. рис. 1), что влечет необходимость применения ГТМ и их совершенствования.

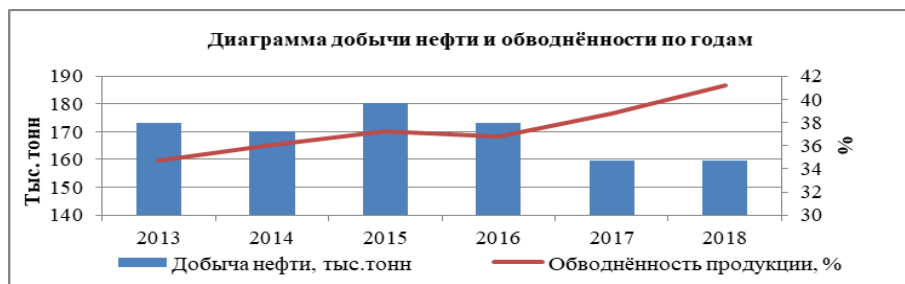


Рис. 1 Динамика добычи нефти и обводненности продукции

Добыча нефти с применением ГТМ за указанный период возрастает и составляет порядка 15% от общей годовой нефтедобычи (см. рис. 2), что позволяет компании стабилизировать объемы добычи и не снижать их высокими темпами.

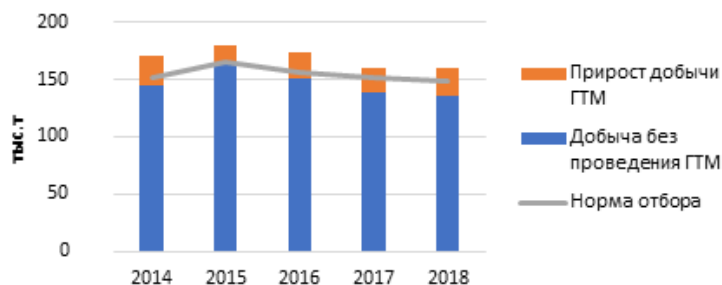


Рис. 2 Динамика добычи нефти при использовании ГТМ

Компания АО «Булгарнефть» для повышения эффективности нефтеотдачи месторождений использует ряд геолого-технических операций: обработка призабойной зоны пластов ПАВ, ремонтные изоляционные работы и гидроразрыв пласта, так как при высокой обводненности закачка воды в качестве искусственного воздействия на пласт является малодейственной.

Обработка призабойной зоны пластов ПАВ преследует цель удаления воды и загрязняющего материала.

Отрицательная роль воды проявляется в том, что, попадая на забой скважины, она «закупоривает» часть пор, препятствуя притоку нефти и газа. Кроме того, вступая в контакт с глинистыми частицами пород, вода вызывает их набухание и разрушение. Это приводит к закупорке тонких норových каналов и уменьшает дебит скважины [4].

Ремонтные изоляционные работы (РИР) проводятся для перекрытия путей проникновения вод в эксплуатационный объект скважины и отключение от нее отдельных пластов и обводненных интервалов [4].

Гидроразрыв пласта производится путем закачки в него под давлением до 60 МПа нефти, пресной или минерализованной воды, нефтепродуктов (мазут, керосин, дизельное топливо) и других жидкостей. В результате этого в породах образуются новые или расширяются уже существующие трещины. Чтобы предотвратить их последующее закрытие, в жидкость добавляют песок, стеклянные и пластмассовые шарики, скорлупу грецкого ореха [4].

Анализ месторождений показывает, что на Искринском месторождении в 2015-2016 годах был значительный скачок дебита нефти, связанный с прострелами продуктивных пластов и выполнении ГТМ (см. рис. 3). С 2015 года на Шийском и Искринском месторождении добыча нефти падает, компания с 2017 года реализовывать программу эксплуатационного бурения с целью стабилизации добычи.

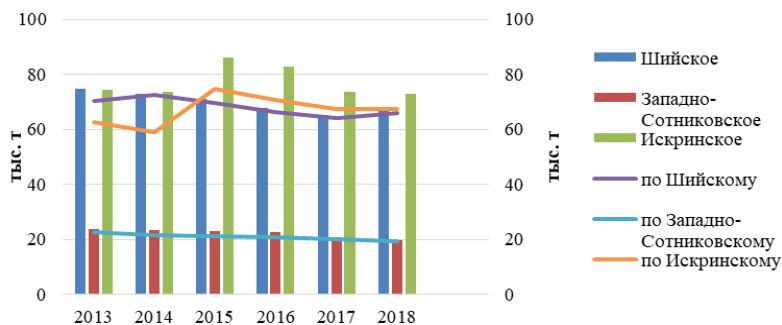


Рис. 3 Динамика добычи нефти по месторождениям АО «Булгарнефть»

Таким образом, анализ применения ГТМ на скважинах компании АО «Булгарнефть» показал, что доля использования этих методов увеличивается, что дает положительные результаты и увеличивает текущую нефтеотдачу.

Литература

1. Анализ результативности деятельности нефтедобывающих компаний на примере Томской области. // Экономика региона. – 2012 – № 3–31.
2. Годовые отчеты по результатам работы АО «Булгарнефть» за 2014-2018 годы [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.e-disclosure.ru/portal/files.aspx?id=6132&type=3>.
3. Основы нефтегазового дела [Учебное пособие]. Коршак А.А., Шаммазов А.М. // УФА – ДизайнПолиграфСервис – 2002.
4. Трудноизвлекаемые запасы нефти: понятие, классификационные подходы и стимулирование разработки. Шарф И.В., Борзенкова Д.Н.// Фундаментальные исследования – 2015. – № 2. – С. 16.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ АО «УРАЛЬСКАЯ НЕФТЬ»

А.Д. Харитонов, М.П. Иванова

Научный руководитель - доцент М.В. Мищенко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В 2018 году в России, по данным ФГУП ЦДУ ТЭК, насчитывалось 146 независимых нефтегазодобывающих организаций (ННК) и, которые условно можно объединить в 107 ННК, добыча которых суммарно составила в 2018 году 22704,67 тыс. т, или порядка 4,1 % общероссийской добычи.

Сложным было экономическое положение компаний с добычей 50 тыс. т в год и ниже. Эти компании в основном разрабатывают старые месторождения, находящиеся на 3-й или 4-й стадии разработки. В компаниях с объемом добычи от 10 до 50 тыс. т произошли следующие изменения:

За 2018 год компаниями этой группы добыто 679,4 тыс. тонн, в 2017 году – 638, т. е., добыча выросла;

Темпы прироста добычи в данной группе ННК – более 10 %;

Общее количество ННК в этой группе продолжало снижаться, как и в предыдущем году, и на конец 2018 года составило 21 компаний, против 23 в 2017 году. [4], что может говорить об активных процессах их поглощения.

Поэтому перед небольшими нефтяными компаниями встает вопрос о перспективах развития их деятельности. В условиях отсутствия новых продуктивных нефтяных месторождений, стабилизация добычи нефти на разрабатываемых месторождениях становится важнейшей задачей.

АО «Уральская нефть» является недропользователем, разрабатывающем 4-х лицензионных участка: Ошворцевско-Дмитриевское месторождение (турнейские залежи), Ошворцевско-Дмитриевское месторождение (верейские залежи), Николаевское месторождение (верейские залежи), Николаевское месторождение (девонские залежи). С момента начала разработки месторождений и до конца 2018 года отобрано 2,952 млн. т нефти (77,1% от начальных извлекаемых запасов). [2].

В связи с тем, что данные месторождения переходят на последнюю стадию разработки, динамика добычи нефти и газа на них имеет отрицательную тенденцию (Рис.1).

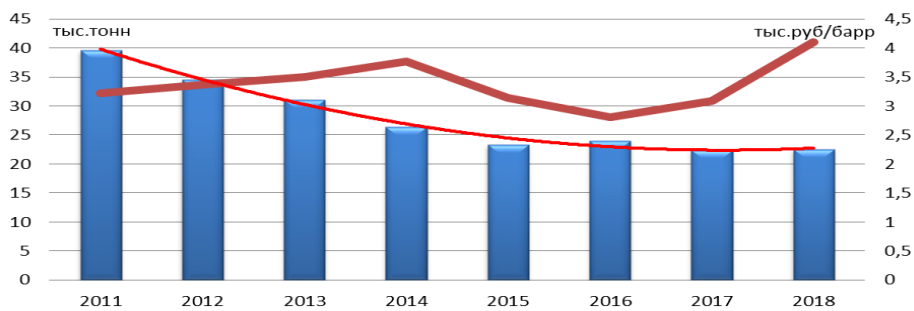


Рис. 1 Динамика добычи нефти АО «Уральская нефть» и цена на нефть Urals

Из динамики видно, что добыча нефти постепенно снижалась вне зависимости от цены на нефть, следовательно, проблемы завершающей стадии разработки коснулись компании еще до 2011 года. Исходя из данных компании обводненность продукции составляет 95,4% [1], что значительно усложняет процесс добычи нефти. За период с 2011 по 2018 геологоразведочные работы не проводились. Прирост запасов отсутствует.

Чтобы компенсировать естественное снижение добычи нефти, АО «Уральская нефть» работает над программными мероприятиями по повышению эффективности производства, рентабельной добычи нефти за счет разработки и внедрения инновационных технологий, оптимизации фонда скважин и совершенствования системы разработки месторождений. [3]:

Поддержание стабильной добычи на действующих месторождениях планируется за счет:

- оптимизации разработки месторождений;
- сопровождения проектов геологическими/гидродинамическими моделями;
- внедрения Комплексных планов развития месторождений;
- внедрения новой техники и технологий;
- оптимизирование затрат;
- увеличения уровня использования попутного нефтяного газа;

В рамках работы по внедрению новых технологий и эффективных видов оборудования в 2019 году планируется внедрение энергоэффективного оборудования, позволяющему получить следующие результаты:

- увеличение фонда скважин с применением технологии одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ), одновременно-раздельной закачки (ОРЗ), применение усовершенствованного пакерного оборудования, насосов УЭЦН, УШГН, системы контроля параметров работы подземного оборудования; датчики контроля параметров (ТМС), глубинные манометры и другой оборудование.

- применение интеллектуальных станций управления с частотным приводом для регулирования подачи штанговых насосов;

- применение энергоэффективных установок ЭЦН с вентильными электродвигателями;
- внедрение НКТ-89 на скважинах с дебитом более 750 м³/сут.;

- внедрение штанговых насосов с укороченным цилиндром, длинным плунжером и увеличенными спаренными клапанами как в приёмной части, так и в нагнетательной части насоса, для исключения вредного влияния высоковязкой эмульсии и мехпримесей.

СПГ и даст предпосылки стать более независимой компанией на российском рынке.

Выручка компании АО «Уральская нефть» постепенно падает к 2014 году, несмотря на рост цен на нефть. Падение выручки компании объясняется снижением добычи нефти. Деятельность Общества с 2011 по 2016 год является убыточной в связи со значительной выработкой и обводненностью продукции разрабатываемых месторождений, а также из-за нестабильной экономической обстановкой в стране. (Рис.2).

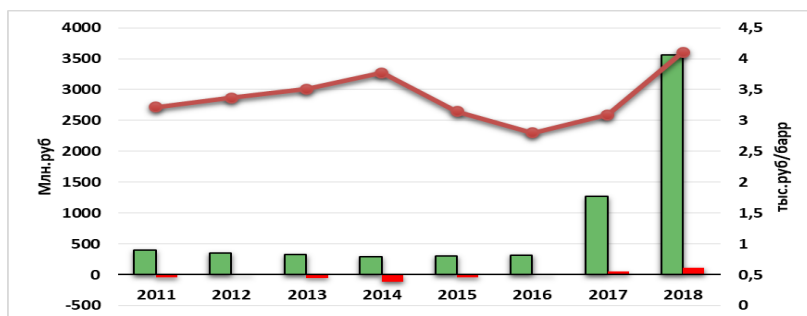


Рис. 2 Динамика выручка, чистой прибыли АО «Уральская нефть» и цена на нефть Urals

С 2017 у компании наметилась положительная динамика, это связано ростом цены на нефть марки Urals за счёт стабилизации курса рубля к доллару году и финансовыми вложениями. На балансе предприятия отражено принятие инфраструктуры и оборудования при присоединении компаний группы (АО «Удмуртгеология», ООО «МНК»). Наконец, после шести тяжелых лет, второй год подряд чистая прибыль компании положительна и составила 113,3 млн. рублей. Хочется отметить, что впервые за 10 лет у компании запланированы геологоразведочные работы. Сейсморазведочные работы МОГТ-3D на месторождениях в объёме 40 км² в 2019 году [3].

Анализ перспектив развития АО «Уральская нефть» показал желание компании бороться и развиваться с помощью внедрения современных (инновационных технологий).

Литература

1. Годовой отчет АО «Уральская нефть» за 2012 год [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.e-disclosure.ru/portal/files.aspx?id=16914&type=4> (дата обращения: 29.12.2019)
2. Годовой отчет АО «Уральская нефть» за 2017 год [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.e-disclosure.ru/portal/files.aspx?id=16914&type=2> (дата обращения: 29.12.2019)
3. Годовой отчет «АО Уральская нефть» за 2018 год [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.e-disclosure.ru/portal/FileLoad.ashx?Fileid=1531003> (дата обращения: 29.12.2019)
4. Национальный отраслевой журнал «Нефтегазовая Вертикаль» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.ngv.ru/magazines/article/nemalaya-dolya/> (дата обращения 29.12.2019)

ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ЗАТРАТ НА ИЗУЧЕНИЕ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НЕФТИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

А.С. Чемякин

Научный руководитель - доцент Т.С. Глызина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Целью работы являлось исследование проявления аномалии при термической обработке нефти методом ФКС (фотонной корреляционной спектроскопии) и расчет бюджета проведенного исследования.

На данный момент, большинство нефтегазовых месторождений Западной Сибири содержат запасы нефти с аномальными реологическими и низкотемпературными свойствами, с высоким содержанием парафинов, смол и асфальтенов. Данная особенность нефти усугубляется тем, что в Западной Сибири большинство нефтяных месторождений располагается либо в суровых условиях крайнего Севера, либо в районах, приравненных к таким: экстремально низкая температура окружающей среды, наличие многолетней мерзлоты и т.д.

Для осуществления добычи, сбора и транспортировки высокопарафинистых нефтей применяют различные методы улучшения их реологических свойств: химические реагенты, электроискровые разряды, магнитные и ультразвуковые поля.

Одним из распространенных способов является тепловая обработка данных аномальных нефтей [6]. В процессе термообработки нефть нагревается до определенной температуры и затем охлаждается. При нагреве нефти происходит полное или частичное растворение твердых парафинов. При охлаждении парафинистых нефтей образуются кристаллы парафина, которые соединяются в кристаллическую структуру той или иной прочности. Прочность структурной решетки зависит от размеров кристалла парафина и наличия в нефти смол и асфальтенов.

Многие авторы в своих работах подчеркивают, что термообработка значительно улучшает реологические свойства высокопарафинистых нефтей. Однако исследования показали, что тепловая обработка не всегда дает положительный эффект. При данном воздействии на нефть могут наблюдаться отличные, от общепринятых, зависимости реологических свойств, температуры застывания и размера образующихся частиц.

Зависимость размеров образующихся частиц от начальной температуры термообработки исследовалась методом фотонной корреляционной спектроскопии (ФКС). Метод основан на определении коэффициента диффузии коллоидных частиц путем измерения спектрального состава (или корреляционной функции) рассеянного света.

Методология ФКС

Подготовленная проба нефти в кювете помещалась в модифицированную установку Photocor Complex, с помощью которой измерялась корреляционная функция света, создаваемого инфракрасным лазером, рассеянного на броуновских частицах. В ходе охлаждения либо нагревания пробы корреляционная функция записывалась в программном комплексе PhotoCor-FC. Далее в программном комплексе DynaLS, согласно записанной корреляционной функции, осуществлялось определение размера частиц.

Расчет бюджета НТИ

В процессе формирования бюджета НТИ используется следующая группировка затрат по статьям: материальные затраты НТИ; затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ; основная заработная плата исполнителей темы; дополнительная заработная плата исполнителей темы; отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).

Расчет материальных затрат.

Таблица 1

Материальные затраты

| Наименование | Единица измерения | Количество | Цена за ед., руб. | Затраты на материалы, (Зм), руб. |
|----------------------------|-------------------|------------|-------------------|----------------------------------|
| Лабораторные образцы нефти | мл | 150 | 2000 | 2000 |
| Лабораторная посуда | шт. | 20 | 1280 | 1280 |
| Образец реагента С-5А | мл | 100 | 300 | 300 |
| Итого: | | | | 3580 |

Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ.

Таблица 2

Расчет бюджета затрат на приобретение спецоборудования для научных работ

| Наименование оборудования | Количество единиц оборудования | Цена единицы оборудования с НДС, тыс. руб. |
|------------------------------|--------------------------------|--|
| Спектрометр PhotoCor Complex | 1(ед) | 1650 |

Расчет основной заработной платы исполнителей темы.

Таблица 3

Расчет основной заработной платы

| № п/п | Наименование этапов | Исполнители по категориям | Трудоемкость, чел.-дн. | Заработная плата, приходящаяся на чел.-дн., тыс.руб. | Всего заработная плата по тарифу),тыс.руб. |
|--------|--|-----------------------------|------------------------|--|--|
| 1 | Составление и утверждение технического задания | Руководитель | 2 | 0,8 | 1,6 |
| 2 | Подбор и изучение материалов по теме | Руководитель, исследователь | 3 | 0,8 | 2,4 |
| 3 | Выбор направления исследования | Руководитель, исследователь | 2 | 0,8 | 1,6 |
| 4 | Календарное планирование работ | Руководитель | 2 | 0,8 | 1,6 |
| 5 | Разработка методики проведения эксперимента | Руководитель, исследователь | 2 | 0,8 | 1,6 |
| 6 | Проведение теоретических расчетов | Исследователь | 2 | 0 | 0 |
| 7 | Проведение экспериментов | Исследователь | 20 | 0 | 0 |
| 8 | Обработка и оценка полученных результатов | Руководитель, исследователь | 5 | 0,8 | 4 |
| Итого: | | | | | 12,8 |

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НТИ, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп},$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата;

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата (12 – 20 % от $Z_{осн}$).

СЕКЦИЯ 17. ЭКОНОМИКА МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. ПРИРОДОРЕСУРСНОЕ ПРАВО

Дополнительная заработная плата исполнителей темы.

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}}$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

$$Z_{\text{доп}} = 0,14 \cdot 12,8 = 1,792 \text{ тыс.руб.}$$

Расчет отчислений во внебюджетные фонды (страховые отчисления).

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}})$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.). В соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212 – ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%. На основании пункта 1 ст.58 закона №212-ФЗ для учреждений, осуществляющих образовательную и научную деятельность вводится пониженная ставка – 27,1%. Отчисления во внебюджетные фонды представлены в таблице 4.

Таблица 4

Отчисления во внебюджетные фонды

| Исполнитель | Основная заработная плата, тыс. руб. | Дополнительная заработная плата, тыс. руб. |
|---|--------------------------------------|--|
| Руководитель проекта | 12,8 | 1,792 |
| Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды, % | 27,1 | |
| Итого: | 3,954 | |

Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Таблица 5

Расчет бюджета затрат НИИ

| Наименование статьи | Сумма, руб. |
|--|-------------|
| 1. Материальные затраты НИИ | 3 580 |
| 2. Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ | 1 650 000 |
| 3. Затраты по основной заработной плате исполнителей | 12 800 |
| 4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы | 1 792 |
| 5. Отчисления во внебюджетные фонды | 3 954 |
| 6. Бюджет НИИ | 1 672 126 |

Полученные результаты проведенного исследования свидетельствует о том, что перед применением тепловых методов для улучшения реологических свойств высокопарафинистой нефти для ее добычи, сбора и транспортировки необходимо проводить исследования данной нефти на предмет проявления аномалий после термообработки. Так как известно, что размер кристаллов парафинов оказывает решающее влияние на образование осадков в нефти и нефтепродуктах. Также проводилось исследование проб с присутствием присадки сукцинимидной С-5А, и было установлено ее положительное действие. Произведен расчет бюджета, проведенного НИИ, который с учетом затрат составил 1672126 рублей.

Литература

1. Аллахвердиева Д.Т. Влияние термообработки на температуру застывания нефти. – М.: Наука и технология углеводородов, 2002, №1. – 50–53 с.
2. Анализаторы размеров частиц серии Photocor. Руководство пользователя. – 124с.
3. Буря Е.Г. Исследование процессов агрегации асфальтенов в углеводородных системах. [Текст]: Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Буря Е.Г. – Москва, 2001.
4. Девликамов В.В., Хабибуллин З.А., Кабиров М.М. Аномальные нефти. М., Недра, 1975. – 168 с.
5. Евдокимов И.Н., Елисеев Д.Ю., Елисеев Н.Ю. Отрицательная аномалия вязкости жидких нефтепродуктов после термообработки. Химия и технология топлив и масел. 2002. №3. С.26–29
6. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30 декабря 2001г. № 197–ФЗ, по состоянию на 01.03.2006г
7. Черкасова Е.И., Сафиуллин И.И. Особенности добычи высоковязкой нефти//Вестник технологического университета. 2015. – Т.18. – № 6.

ПРОИЗВОДСТВЕННО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

АО «САМОТЛОРНЕФТЕГАЗ»

А.С. Шредер, О.В. Толстов

Научный руководитель - доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время АО «Самотлорнефтегаз» – одно из ключевых добывающих предприятий НК «Роснефть» в Западной Сибири, которая ведет разработку уникального Самотлорского месторождения. АО «Самотлорнефтегаз» ведет деятельность на 10 (7 – как недропользователь) лицензионных участках.

Самотлорское месторождение открыто в 1965 году, введено в промышленную разработку в 1969 году. Промышленная нефтегазосность выявлена в 18 продуктивных пластах, приуроченных к юрской и меловой системам, залегающих на глубинах от 1600 до 2500 метров. Начальный дебит скважин варьирует в диапазоне 47-1200 т/сут.

Самотлорское месторождение расположено в Нижневартовском районе ХМАО-Югра Тюменской области в 15-60 км севернее и северо-восточнее г. Нижневартовска и в 750 км к северо-востоку от города Тюмени. Является одним из крупнейших нефтяных месторождений в России и мире.

Географически район месторождения приурочен к водоразделу рек Вах и Ватинский Еган, правых притоков реки Обь. Геологический разрез Самотлорского месторождения представлен мощной (около 3000 м) толщей осадочных пород, залегающих на размытой поверхности складчатого фундамента.

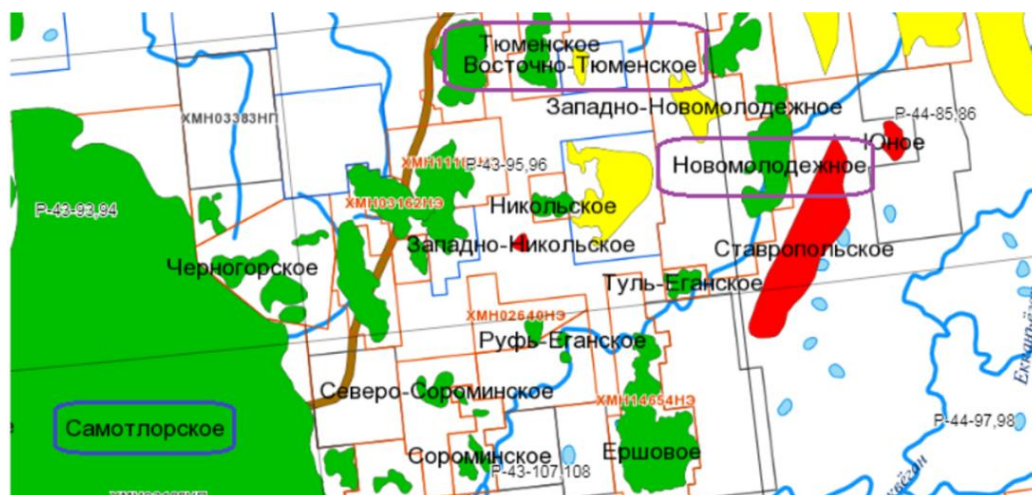


Рис. 1 Интерактивная карта месторождений ОА «Самотлорнефтегаз»

Площадь лицензионного участка Самотлорского месторождения составляет 2516,9 м². На месторождении 9620 эксплуатационный добывающий и 4 890 эксплуатационный нагнетательный фонд скважин, оснащенных новейшим высокотехнологичным оборудованием. Протяженность нефтепроводов – 5 911 км.

Самотлорское нефтегазовое месторождение является крупнейшим в России и 7-ое в мире месторождением. По предварительным подсчетам запасы углеводородов в данном месторождении приведены в таблице 1.

Таблица 1

Запасы на 31.12.2018 по классификации PRMS, DeGolyer & MacNaughton

| | |
|---|----------|
| Доказанные запасы углеводородов, млн барр. н.э. | 3 989,50 |
| Доказанные запасы жидких УВ, млн барр. | 3 625,70 |
| Доказанные запасы газа, млрд куб. м | 59,7 |
| Вероятные запасы углеводородов, млн барр. н.э. | 1 874,60 |
| Вероятные запасы жидких УВ, млн барр. | 1 705,80 |
| Вероятные запасы газа, млрд куб. м | 27,7 |
| Возможные запасы углеводородов, млн барр. н.э. | 1 872,10 |
| Возможные запасы жидких УВ, млн барр. | 1 604,60 |
| Возможные запасы газа, млрд куб. м | 43,9 |

Месторождение относится к крайне сложным объектам разработки как по своему геологическому строению, так и по производственному. Нефть на Самотлорском месторождении добывается только

СЕКЦИЯ 17. ЭКОНОМИКА МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. ПРИРОДОРЕСУРСНОЕ ПРАВО

механизированным способом. Она относится к классу легких нефтей с плотностью – 838 – 850 кг/м³, обладает повышенной вязкостью – 9,1 мПа*с, содержание серы колеблется в промежутке 0,68 – 0,86%. При этом на эффективность работы механизированных скважин влияет ряд осложняющих факторов, которые присутствуют на месторождении. Геологический разрез Самотлорского месторождения представлен мощной (около 3000 м) толщей осадочных пород, залегающих на размытой поверхности складчатого фундамента. Данные о добываемой нефти представлены в таблице 2.

Таблица 2

Свойства добываемой нефти

| Месторождение | Плотность, кг/м ³ | Вязкость, мПа*с | Содержание серы, % |
|----------------|------------------------------|-----------------|--------------------|
| Самотлорское | 838-850 | 9,1 | 0,68-0,86 |
| Тюменское | 810-830 | 10,7 | 0,68-0,86 |
| Новомолодежное | 774-818 | 9,3 | 0,57 |

В 2012 г. добыча углеводородов превысила 26,5 млн т н.э. При этом добыча нефти составила около 22 млн т, или около 4% от общего объема добычи нефти в Российской Федерации. С течением времени доля добычи нефти СНГ по отношению к добыче в России постепенно падает и достигает своего наименьшего значения в 2017 году – 3% (рисунок 2).

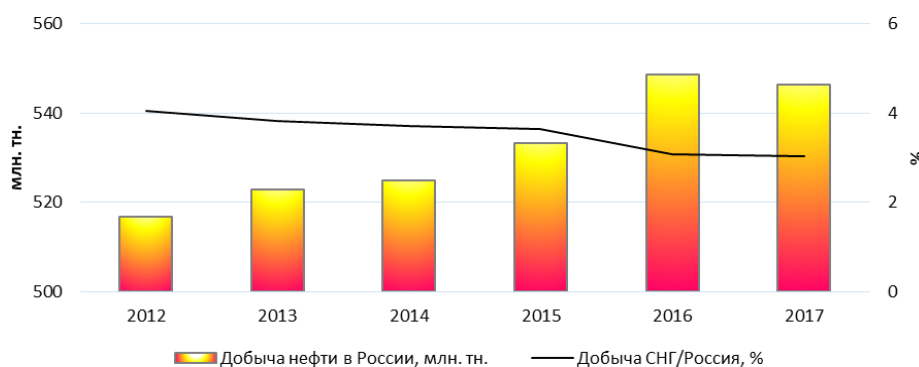


Рис. 2 Отношение добытой нефти «Самотлорнефтегаз» от общего объема добычи в России

Подводя итог анализу деятельности предприятия ОАО «Самотлорнефтегаз» можно заключить, что оно динамично, устойчиво, прочно закреплено на рынке и имеет тенденцию к дальнейшему развитию. Несмотря на события последнего года (таможенные санкции западных стран, подорожание иностранных валют, рост банковских процентов и ставки ЦБ РФ), «Самотлорнефтегаз» сохраняет свою финансовую устойчивость и стабильность.

Литература

1. Годовой ОТЧЁТ ОАО «Самотлорнефтегаз» за 2013 год.
2. Годовой ОТЧЁТ ОАО «Самотлорнефтегаз» за 2014 год.
3. Годовой ОТЧЁТ ОАО «Самотлорнефтегаз» за 2016 год.
4. Сведения о НДПИ «Самотлорнефтегаз» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://rg.ru/2017/11/19/samoe-kрупное-neftianoe-mestorozhdenie-rossii-samotlorskoe-poluchit-novyj-impuls-razvitiia.html>.
5. Экономический отчет за 2015 год [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://e-ecolog.ru/buh/2015/8603089934>.
6. Экономический отчет за 2012-2015 гг. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.list-org.com/company/4187>.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ ГАЗА НА ЗАПОЛЯРНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ЯНАО)

А.А. Шупиков

Научный руководитель - доцент М.Р. Цибульникова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Заполярное месторождение находится в Южной части Тазовского района Ямало-Ненецкого автономного округа в 220 км от Нового Уренгоя (рисунок 1).

Обустройство и разработка Заполярного месторождения является самым крупным проектом за последние годы не только в масштабах Газпрома, но и России в целом.

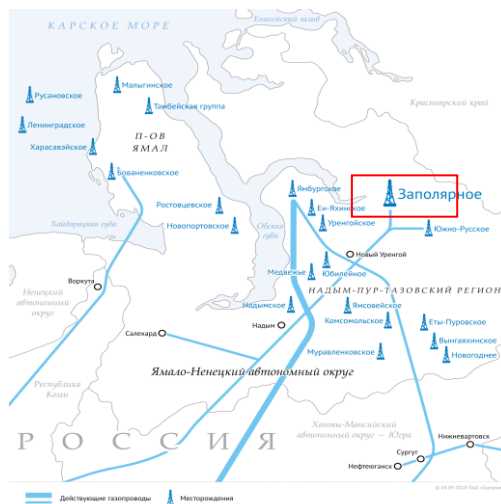


Рис. 1 Расположение Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения

Общие запасы Заполярного месторождения оцениваются в 3,5 трлн. м³ природного газа, 60 млн. тонн газового конденсата и 20 млн. тонн нефти. Промышленная добыча углеводородов ведётся из сеноманских залежей на глубине 1100-1700 м, и валанжинских (неокомских) залежей на глубине 1700-3200 м [1].

Основные запасы газа сосредоточены в сеноманском горизонте, из которого в основном и ведётся промышленная добыча газа. Пласты отличаются сложностью геологического строения, но при этом характеризуются хорошими коллекторскими свойствами (значения пористости достигают 40%, проницаемости до 7-8 дарси, газонасыщенности до 85%) [3].

В 2007 году были введены в разработку газоконденсатные валанжинские (неокомские) залежи Заполярного месторождения. Запасы газа в них оцениваются в 755 млрд. м³, из которых 735 млрд. м³ приходится на разведанные запасы (категория С₁), а 20 млрд. м³ на предварительно оцененные (категория С₂). Геологические запасы газового конденсата составляют 137 млн. тонн, а извлекаемые порядка 90,5 млн. тонн [1]. На 99 % добываемая продукция состоит из метана, с незначительными примесями газового конденсата (до 0,15 г/м³).

При бурении скважин на ЗНГКМ был применён новый метод вторичного вскрытия пласта, в результате увеличивший в 2 раза коэффициент продуктивности газовых скважин. Помимо этого, выбросы вредных веществ в атмосферу сократились на 30 %. Данный метод заключается во вторичном вскрытии высокопродуктивных пластов при депрессии на пласт во время перфорации нижних продуктивных интервалов, и равновесии пластового давления и давления газа в стволе скважины при перфорации вышележащих продуктивных интервалов. В результате происходит ускоренный и более полный вынос фильтрата бурового раствора первичного вскрытия пласта, особенно из нижней части ствола скважины, и значительно возрастает качество перфорации. В итоге, значительно сокращаются потери газа при освоении, за счёт сокращения времени вывода скважин на режим примерно на 30 % [4].

Отличительной чертой Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения является его компактность, вследствие этого разработка сеноманских залежей ведётся всего тремя установками комплексной подготовки газа (УКПГ), а разработка валанжинских залежей всего двумя УКПГ.

При эксплуатации скважин и УКПГ заполярного месторождения эффективно реализуется автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП). Кусты газовых скважин Заполярного месторождения оборудованы системой телеметрии. Данная система позволяет собирать, обрабатывать и хранить параметры работы скважин (давление, температура и т.д.), получаемые в режиме реального времени. На диспетчерский пульт каждые 15 минут приходят контролируемые параметры скважин в виде специальных пачек данных. Система обрабатывает эти данные и сохраняет их в своей Базе данных.

Параллельно специалисты занимаются так называемым автопрослушиванием газоносного горизонта, которое заключается в определении проницаемости пласта, наличии гидродинамической связи между скважинами и т.д. Данные, полученные в результате исследований, позволяют выбрать оптимальный режим эксплуатации

месторождения и оперативно реагировать на изменение эксплуатационных характеристик пласта. Помимо этого, автопрослушивание позволяет минимизировать геоэкологические и техногенные риски путём исключения потерь газа и газового конденсата, связанных с человеческим фактором.

Внедрение АСУ ТП позволило повысить отдачу газа и конденсата из пласта до 15%, минимизировать потери энергии газа, увеличить срок безремонтной и безаварийной эксплуатации скважин, практически полностью исключить выбросы газа в атмосферу. Только за последние два года снижение геологических потерь природного газа на ЗНГКМ составило более 70 млн. м³.

На Заполярном месторождении успешно внедрена технология низкотемпературной сепарации с ректификацией. Она позволяет значительно повысить степень извлечения целевых углеводородов по сравнению с технологией обычной низкотемпературной сепарации. Этому способствует ее цифровая система управления ходом технологических процессов.

В качестве еще одного примера успешных энергосберегающих технологий можно назвать внедрение компрессорных установок газов выветривания на Заполярном месторождении. Их использование позволяет сэкономить значительное количество природного газа с высоким содержанием целевых компонентов, а также исключить безвозвратные потери газа и вредных выбросов в атмосферу. И эти технологии успешно управляются цифровыми системами автоматики. [2].

В последние годы на всех месторождениях ООО «Газпром добыча Ямбург» внедряются технологии, направленные на повышение точности контроля за разработкой месторождений, что способствует чистой росту прибыли предприятия (рисунок 2).

Таблица 1

Размер чистой прибыли ООО "Газпром добыча Ямбург" за 2010-2017 г

| | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
|---------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Чистая прибыль (тыс.руб.) | 136833884 | 205698084 | 230471186 | 227028803 | 234428968 | 238061444 | 319014059 |

В 2017 году работниками компании «Газпром добыча Ямбург» было подано более 1500 рационализаторских предложений, 700 из них внедрено в производство. Экономический эффект составил около 100 миллионов рублей.

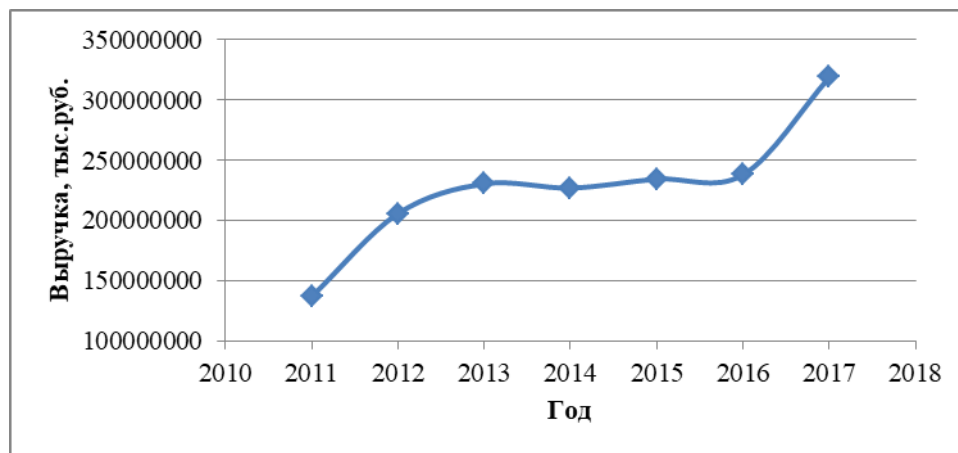


Рис. 2 Динамика прибыли ООО "Газпром добыча Ямбург" за 2010-2017 г.

Таким образом, освоение Заполярного месторождения сопровождается применением прогрессивных технических и технологических решений, адаптированных к реализации в тяжелых природно-климатических условиях. Внедрение принципиально новых методов вскрытия продуктивных пластов, современных автоматизированных методов контроля за разработкой месторождения, позволили сократить потери природного газа и газового конденсата и увеличить объёмы добычи углеводородов.

Литература

1. Заполярное месторождение [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.gazprom.ru/projects/zapolyarnoye/>, свободный – (18.11.2019).
2. Арно О.Б., ООО «Газпром добыча Ямбург»: «оцифровка» как инструмент для повышения конкурентоспособности, НЕФТЬ И ГАЗ СИБИРИ, №2 (31). – 2018. – с. 8–9.
3. Геологическая характеристика Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://revolution.allbest.ru/geology/00832369_0.html#text, свободный – (18.11.2019).
4. Нурмакин А.В., Кротов П.С., Епрынцева А.С., Киселев А.Н., Влияние вторичного вскрытия сеноманских продуктивных отложений на величину коэффициентов фильтрационного сопротивления, Вестник Оренбургского государственного университета, № 12. – 2011. – с. 89–91.

ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЯ ГОРНОДОБЫВАЮЩИХ РЕГИОНОВ (НА ПРИМЕРЕ КЕМЕРОВСКОЙ ОБЛАСТИ)

А. А. Щеглов, К. В. Лыков

Научный руководитель - С.И. Казаченко
Филиал КузГТУ в г. Прокопьевске, Россия

Изначально развитие промышленности происходило без учёта природно-климатических особенностей района, базовые отрасли тяжелой промышленности развивались быстро. Большинство предприятий и целых городов было возведено без учета санитарно-гигиенических норм и градостроительных требований с метеорологическими факторами, что привело к формированию жилых массивов непосредственно вблизи от производства и высокую концентрацию вредных веществ в атмосфере и воде. И сегодня проблема окружающей среды, ее охраны и экологии, в Кемеровской области является одной из основных.

Из-за этого страдает население региона, постепенно растет недовольство среди людей. Один из ярких примеров произошел недавно в городе Киселевск: жители записали видеообращение к премьер-министру Канады и главе ООН с просьбой о помощи и предоставлении убежища, ввиду экологически неблагоприятных условий проживания. Черный снег зимой, подземные пожары летом, открытая добыча угля в черте города круглый год и белазы, которые ездят практически по частному сектору. Негативные последствия масштабной угледобычи терпят и жители Прокопьевска, где подобная ситуация наблюдается в районе Северного Маганака, Ясной поляны и в Новокузнецком районе. Также в Кемеровской области есть ряд других примеров неэффективного природопользования, где населённым пунктам наносится экологический урон путем образования разрезов и постройки предприятий с высоким уровнем выброса вредных веществ в непосредственной близи с людским населением [4].

В настоящее время, по словам губернатора, ситуация налаживается, внедряются новые технологии для водоочистки, очистки воздуха, пылеподавления. Но чтобы люди заметили положительные изменения, нужно много времени [1].

Еще одной проблемой является рекультивация земли. По Кузбассу доля рекультивированных земель составляет всего лишь 1,6%. Необходимо отметить, что пострадавшие земли, даже при условии восстановления рельефа поверхности, очень долго восстанавливают свои плодородные свойства, что представляет отдельную угрозу региональной безопасности.

По данным Государственной статистики по Кемеровской области, в 2017 году источниками стационарного загрязнения окружающей среды было выброшено в воздух 1487,6 тысяч тонн загрязняющих веществ, что является на 138,2 тысячи тонн больше, чем в 2016 году. Из этого объёма 90,1 % составляют газообразные и жидкие загрязняющие вещества, а 9,9% – твердые. К основным загрязнителям атмосферного воздуха относят: организации, добывающие бурый и каменный уголь (около 62% от общего выброса), металлургические предприятия (около 20%), предприятия, отвечающие за электроэнергию, кондиционирование воздуха (около 8%).

Под наблюдением находятся и реки Кузбасса, они загрязняются не только угольщиками, но и золотодобытчиками. В 2018 году осенью была остановлена работа золотодобывающих артелей, которые спускали сточные воды в реки Кюю и Кундат, однако в некоторые периоды времени добыча продолжалась незаконно.

Под влиянием негативных экологических тенденций происходит отток населения, недвижимость обесценивается, города практически не развиваются. 2019 год стал для Кузбасса и угольной отрасли значимым, поменялось отношение к добыче угля не только со стороны власти, но и со стороны собственников предприятий. Больше внимания стало уделяться экологическим проблемам региона, а не объемам добычи. Все это благодаря новому региональному экологическому стандарту «Чистый уголь – зеленый Кузбасс». К предприятиям стало жестче отношение властей в экологическом плане, а именно, от промышленников требует участие в экологических мероприятиях, рекультивация земли в большем объёме, возведение очистных сооружений, использование систем пылеподавления.

Стоит отметить, что подобная программа в Кузбассе проводится не впервые. До этого уже реализовывались программы, связанные с экологическими проблемами. Например, «Чистая питьевая вода», в которую вошла очистка сточных вод, разработка безлюдных технологий добычи угля, утилизация шахтного метана. Последняя мера, из перечисленных, способна не только нивелировать угрозу загрязнения воздушного бассейна в регионе, но и принести предприятию дополнительный источник дохода. Как известно, эффективное хозяйствование предпринимательских структур благоприятно сказывается не только на них самих, но и на экономике региона.

Подобные мероприятия со стороны органов власти позволили угольным компаниям региона проявить инициативу в вопросах восстановления окружающей среды и уменьшить нагрузку на экологию. Например:

– ООО «Разрез «Березовский» занимается посадкой лесозащитных полос около Прокопьевского и Новокузнецкого района;

– на разрезе «Кийзасский» закончена работа по возведению шумо-пылеулавливающих экранов размером 10 метров в высоту и 180 метров в длину, это установлено на «Углепогрузочной» станции [3]. По ожиданиям экспертов, выброс угольной пыли в атмосферу уменьшится на 50%, а также уменьшится и шум на 20 децибел;

– для недопадания пыли в воздух при загрузке и разгрузке в ходе транспортировки угля, на ГОФ «Прокопьевская» установили защитные покрытия в зоне погрузки угля.

Это лишь несколько примеров практической реализации нового экологического стандарта, результаты которых выражаются в улучшении состояния не только окружающей среды, но и экономических показателей самих предприятий и муниципальных образований (опосредованно, через повышение стратегического потенциала), где они находятся.

Ситуацию осложняют конъюнктурные тенденции на рынке. По словам экспертов, в течение 7 лет Кузбасс будет чувствовать снижение мирового спроса на уголь как на один из наиболее вредных для экологии энергоресурсов. Однако, это грозит потерей огромного количества рабочих мест в регионе. Чтобы смягчить подобные социально-экономические последствия, уже сейчас необходимо стимулировать развитие других отраслей промышленности и перепрофилирование рабочей силы. Если правительство не начнет уже сейчас заботиться об этом, то возможен повтор сценария периода конца перестройки.

Чтобы повысить конкурентоспособность на мировом рынке угля, а также экологичность добычи и переработки нужно:

- вовремя выявить технологические возможности добычи угля и его переработки;
- обеспечить необходимым уровнем государственной помощи прикладных и фундаментальных исследований горной науки;

- начать следить за трендами высоких технологий в области горной науки

- стимулировать крупные инвестиции иностранного и российского бизнеса освоения недр Кузбасса

Компании, специализирующиеся на угле, в Кузбассе, в условиях высокой конкуренции должны снижать издержки и увеличивать качество своей продукции. Построить экспортно-ориентированный путь нельзя при высокой зависимости от экспорта и без участия в нем государства, иначе угольная отрасль будет снижать участие в экономическом развитии Кузбасса и имеет шанс стать проблемой для своего региона [5]

Для повышения объемов добычи угля, уголь как основной компонент необходимо вывести на рынки углеродных, химических, композитных материалов, что требует от предприятий увеличения глубины переработки, а также средней величины расстояния, приходящегося на каждую тонну выводимого угля. Главным резервом отрасли в уменьшении доли транспортной составляющей в ценах на уголь и вариант роста внутреннего потребления, будет являться улучшение качества угольной продукции и товаров с высокой добавленной стоимостью. Кемеровской области, как главному добытчику угля в стране, нужны инновационные пути развития, в частности экспорт не рядового угля, а произведенных из него продуктов, что положительно скажется как на экологии в регионе, но и экономической составляющей хозяйствования.

Литература

1. АиФ Кузбасс [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://kuzbass.aif.ru/>.
2. Горная энциклопедия [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.mining-enc.ru/g/gornye-nauki/>.
3. Кузбасс областная газета [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://kuzbass85.ru/>.
4. MYSKI42.ru [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://myski42.ru/category/ekologiya/>.
5. Уголь Кузбасса, Федеральный научно-практический журнал [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://uk42.ru/>.
6. Федеральная служба государственной статистики [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://gks.ru/>.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗРАБОТКИ CALLON PETROLEUM COMPANY

Р.Э. Щербаков, М.А. Ковтун

Научный руководитель - доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Пермский бассейн – одно из крупнейших месторождений сланцевой нефти в США, расположенное в Западном Техасе и юго-восточной части Нью-Мексико, состоит из трех основных суббассейнов: бассейн Мидленда, бассейн Делавера и платформа центрального бассейна. В месторождениях, где присутствуют сланцевые породы, сосредоточена четверть извлекаемых запасов нефти США. Они обеспечивают половину нефтедобычи, в 2016 году здесь добывалось 4,25 млн. баррелей. в сутки, в 2017 году – 4,4 млн. баррелей. в сутки, или 48% суммарного объема добычи. Преимущественно Diamondback Energy Inc., Callon Petroleum Co. и Cimarex Energy Co. осуществляют разработку сланцевых месторождений Пермского бассейна.

Callon Petroleum Company является независимой нефтегазовой компанией, специализирующейся на приобретении и разработке нетрадиционных месторождений нефти и природного газа на суше с 1950 года. Компания исторически была сосредоточена на бассейне Мидленда и бассейне Делавера. Год от года компания стремительно наращивает объемы добычи углеводородов и разведанных запасов, расширяет свое присутствие в Пермском бассейне (рис. 1).

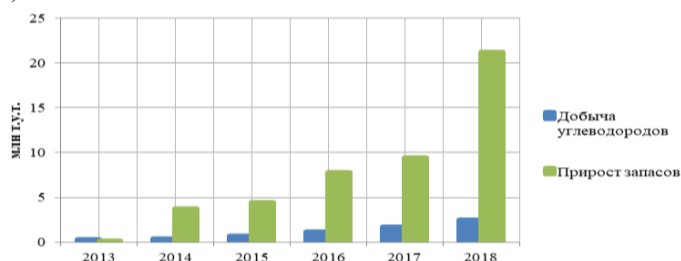


Рис. 1 Динамика изменения добычи и доказанных запасов УВ Callon Petroleum Company

Только за 2018 год, доказанные запасы увеличились на 74% по сравнению с предыдущим годом, до 238,5 млн. баррелей нефтяного эквивалента, в том числе 76% нефти (180,1 млн. баррелей) и 24% природного газа (350,5 млрд. куб. футов).

Высокие показатели прироста доказанных запасов УВ говорят о том, что компания выделяет на ГРП значительные средства (рис. 2). Увеличив их в 2013 году в три раза по сравнению с 2012 годом, в последующие три года затраты снижались, оказавшись минимальными в 2016 году, что связано со снижением мирового спроса на нефть и природный газ, а также увеличение затрат на производство. После 2016 года, который компания закончила с чистыми операционными убытками, произошел стремительный рост расходов на разведку и оценку, в более чем 6 раз в 2017 году и 8 раз в 2018 году относительно уровня 2016 года. В результате компании удалось выйти из трудного финансового положения икратно нарастить темпы разведки запасов Пермского бассейна

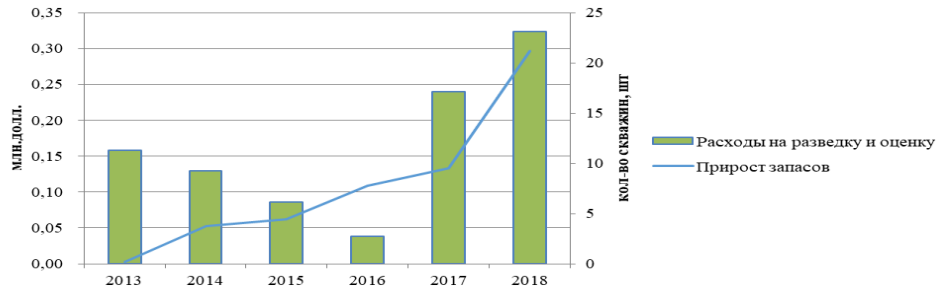


Рис. 2 Расходы на разведку и прирост доказанных запасов компании Callon Petroleum Company

Стоит отметить, что основной объем бурения приходится на фонд разведочных скважин на месторождениях в Мидленде и Делавэрском бассейнах (рис. 3). Кроме того, большинство скважин горизонтальные, что говорит об использовании компанией передовых технологий в области сооружения скважин на нефть и газ.

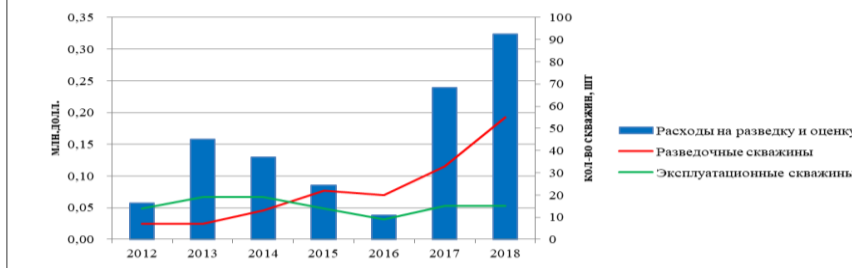


Рис.3 Динамика изменения расходов на разведку и количества пробуренных скважин компании Callon Petroleum Company

Прирост доказанных запасов и высокие темпы строительства эксплуатационных и разведочных скважин позволили обеспечить ежегодное кратное увеличение добычи углеводородов, среди которых преобладает нефть (рис. 4).

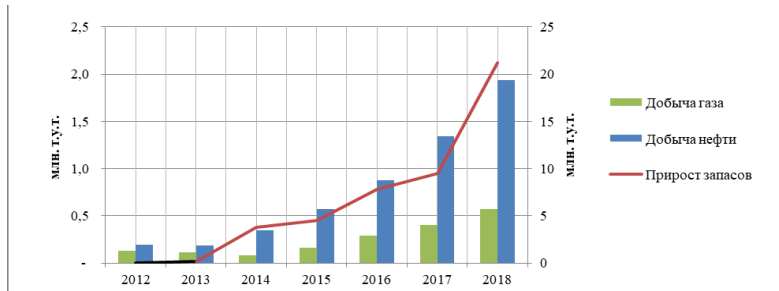


Рис.4 Динамика добычи нефти и газа и прирост запасов Callon Petroleum Company

Анализ ежегодной добычи и объема прироста доказанных запасов позволил сделать вывод, что компания добывает меньше нефти, чем разведывает, что касается газа, разработка и добыча значительно меньше прироста запасов по данному виду углеводородов, в результате коэффициент восполняемости для газа остается на относительно высоком уровне. В результате, можно сделать вывод, что долгосрочной целью компании является повышение уровня добычи за счет бурения и разработки Пермского бассейна, как одного из наиболее перспективных.

Литература

1. Основы экономической деятельности предприятий нефтегазовой отрасли: учебник для вузов / Л.Н. Руднева, Т.Л. Краснова, В.В. Ёлгин, А.Г. Полякова. Изд.2-е, перераб. и доп. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – 256 с. ISBN 978-5.
2. Callon Petroleum Company: Callon (2013-2018) Annual Report [Электронный ресурс] – Электрон. Текстовые дан. – Washington, 2013-2018. – Режим доступа: <http://www.annualreports.com/Company/callon-petroleum-company>.

С Е К Ц И Я 18

ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ И НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО (ДОКЛАДЫ НА АНГЛИЙСКОМ И НЕМЕЦКОМ ЯЗЫКАХ)

USING OF DRAG REDUCING AGENTS TO IMPROVE CAPACITY OF PIPELINE PALKINO-KIRISHI

Y.M. Artykaev, K.A. Danilov

Scientific advisor - professor M.M. Gareev

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The aim of this paper is to show how drag-reducers can improve capacity of pipelines due to flow laminarization. Calculations were made on Palkino-Kirishi stage of Baltian pipeline system.

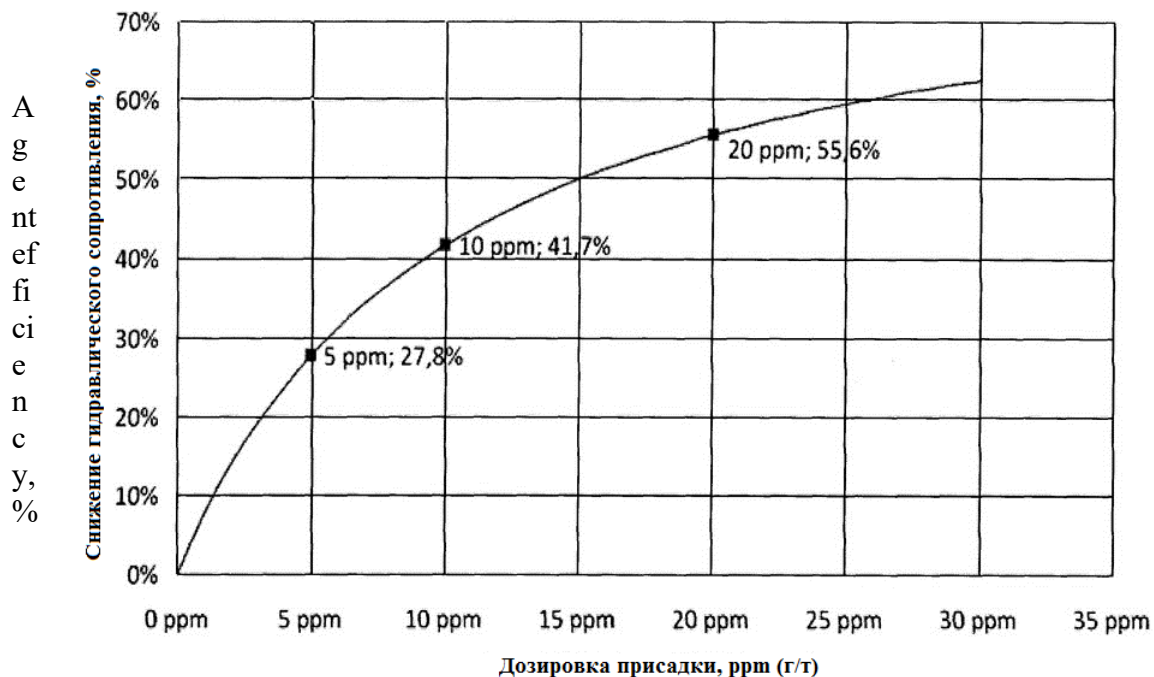
Drag-reducers decrease turbulence of flow by suppressing pressure pulsations by macromolecules. Macromolecules of agent destruct after distance, which is 200 kilometers, what has been calculated for most pipelines.

The most important property of drag-reducing agent is efficiency ψ , which is calculated by equation:

$$\psi = \frac{\lambda_0 - \lambda_f}{\lambda_0} \cdot 100\%$$

where λ_f, λ_0 – hydraulic resistance coefficients of flow with and without drag-reducer.

Theoretical efficiency curve is showed in figure 1.



Amount of reducer, ppm

Required hydraulic resistance coefficient λ_f is calculated by equation:

$$\lambda_f = \lambda \cdot \left(\frac{Q}{Q_1} \right)^2,$$

where Q – initial flowrate, Q_1 – required flowrate (10% more), λ – initial hydraulic resistance.

Calculations resulted in required agent efficiency is 17.355 %.

Three drag-reducers were analyzed: FLO MXA by Baker Hughes, USA; COLTECH 3170 by Coltech International, Russia and M-FLOWTREAT by Mirrico, Russia. Their experimental efficiency curves are shown at figure 2. Required concentrations are: FLO MXA – 4.1 ppm, COLTECH 3170 – 4.08 ppm and M-FLOWTREAT – 3.82 ppm. M-FLOWTREAT is the most economically effective in this case.

Drag-reducer assembly is simple to install, so that technological process with drag-reducing agent can start rapidly.

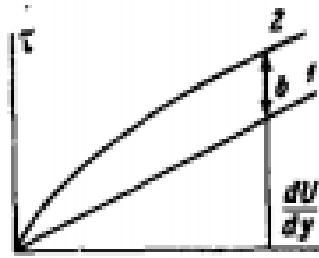
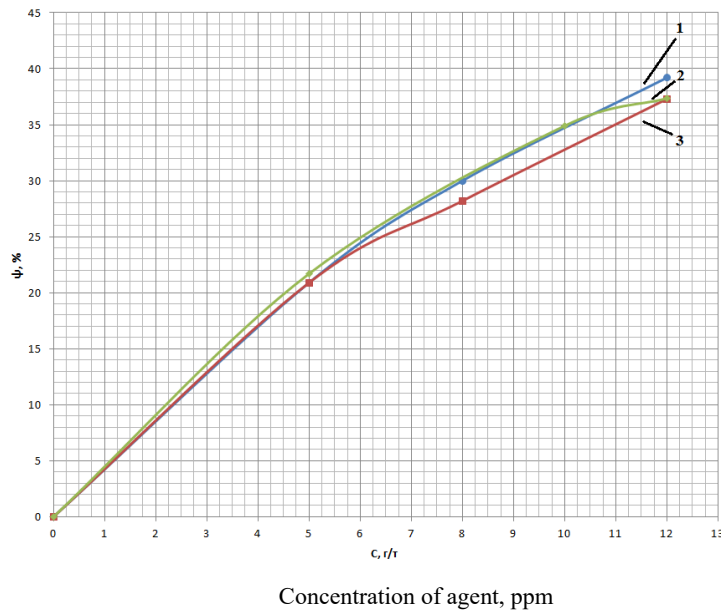


Fig. 2 - 1) Newtonian fluid (solvent)
2) Solution



Concentration of agent, ppm
Fig.3 Efficiency curves
1 – FLO MXA; 2 – M-FLOWTREAT; 3 – COLTECH 3170.

Table 1

Properties of M-FLOWTREAT agent

| Indicators | Standart value |
|---|---|
| Appearance at 20 °C | Suspension, from white to light-brown in color. Stratification is allowable |
| Solidification temperature, °C, max | -50 |
| Density at 20°C, kg/m ³ | from 820 to 1200 |
| Brookfield Viscosity at 20°C, mPa·s (cPs), below | 1000 |
| Closed cup flash point, °C, min | 63 |
| Sedimentation stability (start of stratification), hours, min | 72 |

In conclusion, M-FLOWTREAT is the best choice because its concentration is the smallest in comparison with others.

References

1. Toms B. A. Some observations on the flow of linear polymer solutions through straight tubes at large Reynolds numbers / B.A. Toms // In Proceedings of the 1st International Congress on Rheology. V. 2. North Holland, 1949. – P. 135–141.
2. Virk P. S. Drag reduction fundamentals / P. S. Virk // AIChE J. – 1972. – V. 21, №4. – P. 625–626.
3. Virk P. S. An elastic sublayer model for drag reduction by dilute solution of linear macromolecules / P. S. Virk // Fluid Mech. – 1971. – V. 45, №3. – P. 417–440.

GEOLOGICAL AND GEOPHYSICAL CONDITIONS FOR LOCALIZATION OF OIL AND GAS DEPOSITS AT THE SEVERNOE FIELD (WESTERN SIBERIA)

M.M. Bazylev

Scientific advisor - associate professor Yu.V. Kolmakov
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The Severnoe oil and gas condensate field, located on the Northern border of the Tomsk region with the Khanty-Mansi Autonomous Okrug, is medium in reserves and unique in terms of geological structure complexity. The small field has a very large range of vertical oil and gas potential - more than 1.5 km, and its productive horizons mainly developed in different regions of the West Siberian petroleum province: Pokur suite – in northern part (the Urengoy region), the Lower Cretaceous – in the middle part (the Samotlor region), productive formations of Jurassic horizon – in southern part (Tomsk oblast). The ratio of horizontal and vertical dimensions of the Severnoe field is in conflict with statistical data for the Tomsk region (Kontorovich et al., 2001).

Identification of geological conditions of localization of oil and gas deposits in the Severnoe field is important in itself as a unique phenomenon, as well as in connection with the depletion of hydrocarbon reserves in the main production regions of Western Siberia and the search for deep-seated deposits on these well-developed areas as geological and geophysical characteristics of multilayer fields.

To solve this problem, the analysis of the results of geophysical studies of wells is made: within the Northern dome of the structure – 8 wells, in the Central part of the southern dome-1 well (311). Accepted requirements for the selection of wells for research: a full section from the Cenomanian to the Jurassic inclusive, from the PK1 horizons to the productive U1; a full range of geophysical log methods and available digital information; compact placement on the map. The numbers of the studied wells are conditional. Geological and geophysical parameters of the layers were used: general effective (porous permeable) thicknesses "H-total"; gas-saturated "Hg" and oil and gas saturated "Hog" thickness; hydrocarbon saturation index "Cog" fraction, thickness of the hydrocarbon seal "H seal". A qualitative and quantitative (mostly statistical) analysis of this information is made.

The results of the research are shown in the table and in Figure 1, 2, and briefly boil down to the following.

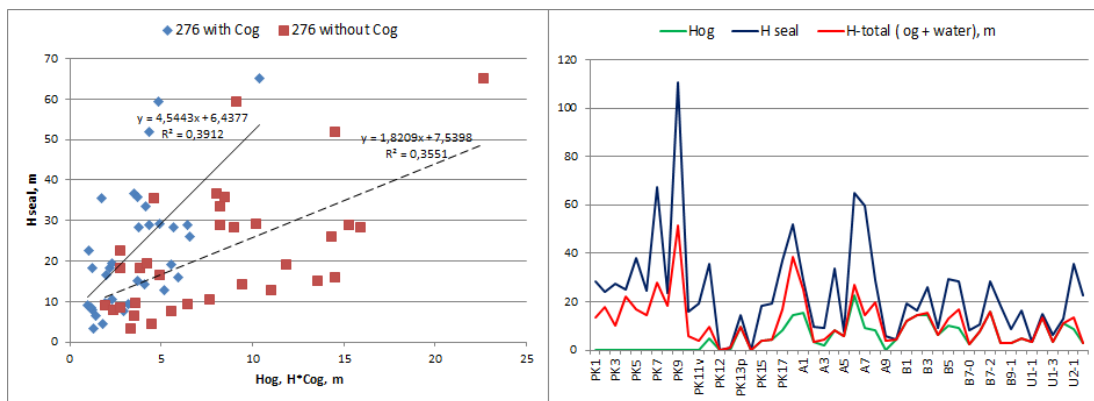


Fig.1 Results of research of geophysical logging data on the 76th well

- To assess the geological and geophysical conditions of localization of oil and gas deposits in the Severnoe field sufficient to use a simplified parameter of the productivity of the horizon, as for the borehole – gas-saturated oil and gas saturated thickness is used.

This conclusion is supported by the following data: a) similar changes in the Hog and H-total in the sections of most of the studied wells (Figure 1); b) improving the correlation between these parameters in the most productive wells and in the most productive intervals of sections (table); C) a slight improvement in the correlation ratio when taking into account the Cog-the value of the linear R-squared increased slightly from 0.3551 to 0.3912 (Figure 1).

Table

**Geological and geophysical information on the sections of the studied wells
(placed in the order of decreasing productivity - by Hog)**

| Parametres / oil-wells | 76 | 78 | 75 | 37 | 311 | 47 | 64 | 66 | 7 |
|------------------------------------|---------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| h total, m | 562,65 | 500,7 | 477,7 | 598,6 | 549,9 | 478,7 | 551,6 | 597,7 | 537,7 |
| Hog, m | 268,8 | 183,8 | 162 | 144,8 | 121,4 | 79,3 | 55,1 | 46,8 | 21,8 |
| True vertical depth of roof of PK1 | 873,26 | 654,3 | 699,5 | 402,2 | 440,9 | 431,2 | 431,7 | 403,2 | 429,5 |
| U1: Hog * Cog, m | 17,76 | 8,58 | 4,1 | 3,41 | 4,85 | 9,8 | 8,69 | 7,32 | 7,77 |
| B01: Hog* Cog, m | 4,74 | 5,62 | 5,46 | 2,9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Top layer with «Hog > 0» | PK11 | PK8 | PK9 | PK1 | PK1 | PK1 | PK1 | PK1 | A1 |

- There is a natural change in the studied parameters for the sections of the studied wells.

Effective total thicknesses (in fact, reservoir thicknesses) increase on average from the deepest horizon up, which is explained by a drop in pressure as the depth decreases. In the range U1 – PK13 (the uppermost of the horizons with proven industrial oil and gas potential), the Hog changes in accordance with the undulating change in the effective total thicknesses. At the same time, there is a tendency to reduce the differences between the values of both parameters by depth (Figure 1, table)

The change in the phase composition and power of the hydrocarbon seal: a) in all wells, except for well 76, the horizon U1 is exclusively oil; b) in well 76 U1 is the gas reservoir is like the hydrocarbon seal of the oil reservoirs U2; the same gas hydrocarbon seal takes place in the upper layer of the horizon B.

The effect of the hydrocarbon seal on reservoir productivity: a) the change of the hydrocarbon seam height is consistent with changes in total and oil-and-gas-saturated thicknesses (Figure 1); b) low R-square values in the "reservoir productivity – hydrocarbon seam height" pair are most likely associated with the presence of low-power high-quality hydrocarbon seal, for example, the Bazhenov formation [1]; in the well 76, a similar situation also occurs for the upper (gas) layers of the PK13 and B01 horizons. All these data indicate abnormally high formation pressures (AHFP) in productive wells. According to A. A. Nejdánov, U. A. Zagorsky, and others [2] the presence of AHFP on a significant vertical stratigraphic interval is a sign of oil content of deep horizons in the North of Western Siberia, such as Urengoy, Yamburg, and others.

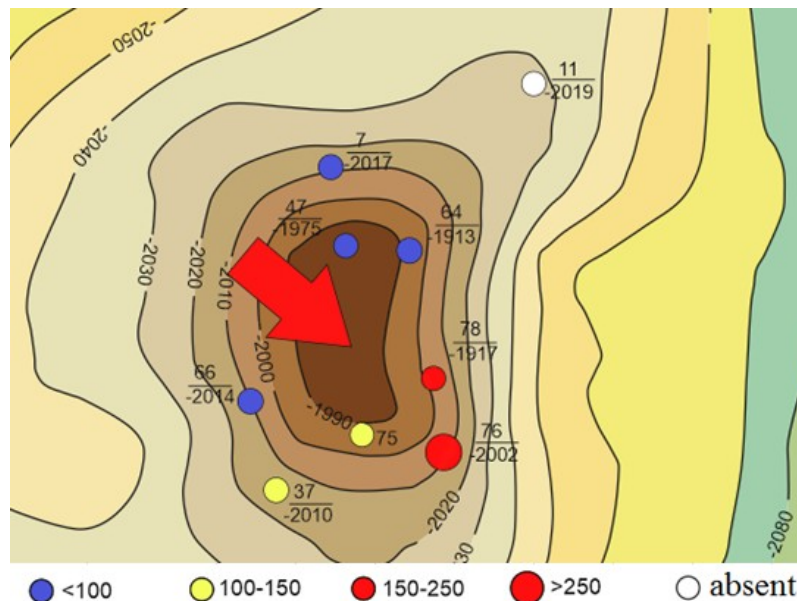


Fig. 2 Position of the studied wells on the structural map.

The Northern dome, reflector OG IIa (the bottom of the Bazhenov formation)

(the map shows the wells numbers, depth of crossing the Jurassic, the intervals of total Hog, m)

- Wells of different productivity are naturally located relative to the centers of the dome structures of the Severnoe field (Figure 2).

In the center of the dome structure well 2 is located, which is not productive in all positions (even in the Jurassic), with changed geophysical parameters of the Bazhenov formation [1]. Productivity of the wells increases from the center of the structure in the South-East direction, to the most productive well 76 (arrow on the map). There are no productive wells in the opposite direction.

Moving away from the center of the structure in different directions gives a different effect on the productivity of the wells as a whole and its individual horizons. In the North-East direction (the structure as a whole is wedged out), there is a sharp decrease in the productivity interval (from 47 and 64 to 7) and the productivity of the well as a whole (11 – an empty well). In the South-West direction (to the southern dome, well 311), the decrease in productivity is slower (66, 37). It is characteristic that in all the mentioned wells, except 7, the topmost horizon PK1 is oil – bearing, and the intermediate horizons up to U1 are empty (table). When exposing the U1 horizon, this is a good sign of the well's depth forecast.

The revealed regularities allow to assume as the main reason and the uniqueness of the Severnoe oil and gas condensate field, and spatial (by depth and in plan) changes its petroleum potential - proximity to the Urengoy-Koltogorsky graben-rift at the latitude of the Severnoe field sharply changes its stretch from submeridional on the North-East.

References

1. Chupin E. A. Geofizicheskaya harakteristika bazhenovskoj svity i neftegazonosnost' razreza Severnogo mestorozhdeniya / / Problems of geology and subsurface development: proceedings of the XX International Scientific Symposium in honor of Academician M.A. Usov of students and young scientists dedicated to the 120th anniversary of the founding of Tomsk Polytechnic University, Vol. 1, 2016. - P. 507-559
2. Zagorovsky U. A. Svyaz' flyuidodinamicheskikh processov s neftegazonosnost'yu glubokih gorizontov na severe Zapadnoj Sibiri //Ekspozitsiya nef't' gaz, no. 6, 2016. - P. 48-50

EVALUATION OF TECHNOLOGICAL EFFICIENCY OF TWO-STAGE GAS DRYING DURING FALLING PRODUCTION

I.A. Banchu, V.V. Soloviev

Scientific advisors - professor P.N. Zyatikov, associate professor L.V. Shishmina
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Introduction

Most of the gas fields are currently in the period of declining production [3]. The produced natural gas has a reduced pressure and increased moisture content relative to the initial (design) values. The quality problem of the transported gas, due to its increased humidity, remains unresolved and escalates. It becomes clear that not only gas quality control is necessary, but also full-fledged monitoring of gas preparation processes. Process parameters can be controlled not only by direct methods with the help of instruments, but also by a comprehensive examination, calculations and analyzes for the subsequent elimination of problematic issues in technology.

The purpose of this study is to evaluate the technological efficiency of two-stage gas dehydration in the fields during the period of falling production.

The essence of the process of absorption drying of natural gas is to remove water from the produced fluid due to its contact with the absorbent [1]. In the process of absorption drying, the absorbent is saturated with water. After that, it is regenerated in the process of desorption of water from a saturated absorbent to a certain extent and the circulation is fed back into the absorption process. In this process, glycols — diethylene glycol and triethylene glycol — are used as absorbent.

One of the solutions to increase the efficiency of the absorption technology for the preparation of natural gas is to modernize the technology and monitor the properties of the exhaust stream of dried gas and identify the dependence of its properties on the operation of the equipment. But the problem is that the properties of this product are affected by many parameters (pressure, temperature, flow rate, type of absorbent, etc.). Therefore, in this situation, it is proposed to apply a two-stage absorption technology for gas dehydration with an analysis of the same and parameters. And the most high-quality comparative analysis of the existing and modernized gas treatment technologies is possible as a result of technological modeling implemented in the special UniSim Design R460 software package.

Experimental research

The UniSim Design R460 software package simulated a flow chart of an existing gas dehydration installation for field M with an additional second stage of an absorption column with an additional stage of recirculation of a saturated absorbent, shown in Figure 1. In the modeling scheme, the composition, pressure, temperature, and flow rate of all material flows were used (gas, absorbent, etc.) similar to the parameters of the existing gas dehydration field installation [2]. The initial component composition for modeling in the UniSim Design R460 software package is presented in Table 1.

Initial data for modeling:

- The consumption of natural gas in both cases is 289 thousand m³ / h (6,95 million m³ / day);
- Mass concentration of absorbent (diethylene glycol) in regenerated 98,0% and in saturated solutions 51,5% for the current and proposed technology 98,0% and 46,6%;
- The dew point on the water of the dried gas with the current and proposed technologies minus 21 ° C;
- The gas-glycol contact temperature with the current technology is 10,8 ° C and with the proposed 12,2 ° C;
- Winter season, compressor operation period.

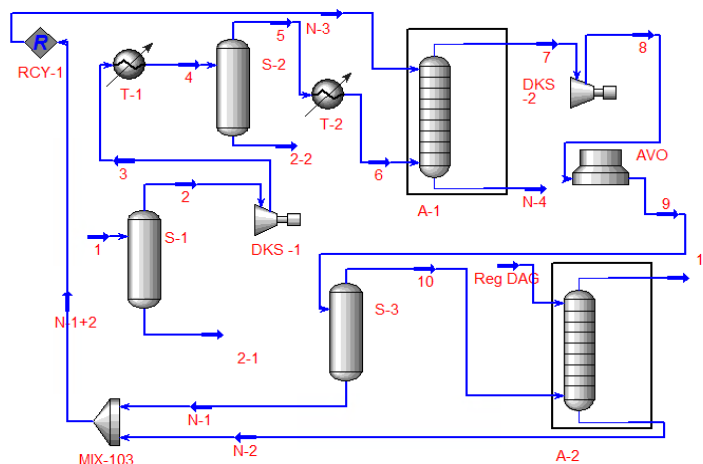


Fig. 1 - Simulated scheme of a two-stage gas dehydration (winter season): S-1—liquid cork trap; S-2,3—primary separators; DKS-1,2—booster compressor station; T-1,2—refrigerator, A-1,2—absorption column, AVO air cooler

Table 1

Component composition of reservoir Cenomanian gas

| CH ₄ | C ₂ H ₆ | C ₃ H ₈ | iC ₄ H ₁₀ | nC ₄ H ₁₀ | C ₅₊ | N ₂ | CO ₂ | H ₂ O |
|-----------------|-------------------------------|-------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|-----------------|----------------|-----------------|------------------|
| 92,90 | 1,15 | 0,67 | 0,26 | 0,26 | 0,04 | 1,77 | 0,10 | 2,85 |

The study was conducted on the basis of the current gas dehydration unit. For the study, was took the actual gas compositions, input parameters, the type and composition of the absorbent in the M field. The adequacy of the model was assessed by comparing the density of commercial gas obtained from the simulation and the density of commercial gas from a real gas dehydration unit. As follows from table 2, the relative error is 0,07%.

Table 2

Comparison of densities of real commercial gas and calculated by the UniSim Design R460 program

| Material flow | Property | Value | | Relative error, % |
|---------------|------------------------------|------------|-------------|-------------------|
| | | Experiment | Calculation | |
| Dry gas | Density, kg / m ³ | 0,696 | 0,697 | 0,07 |

The following research results are included in the evaluation of technological efficiency:

- The effect of pressure and temperature on the performance of an existing and modernized installation for absorption drying of natural gas with glycols is presented in Figure 2.

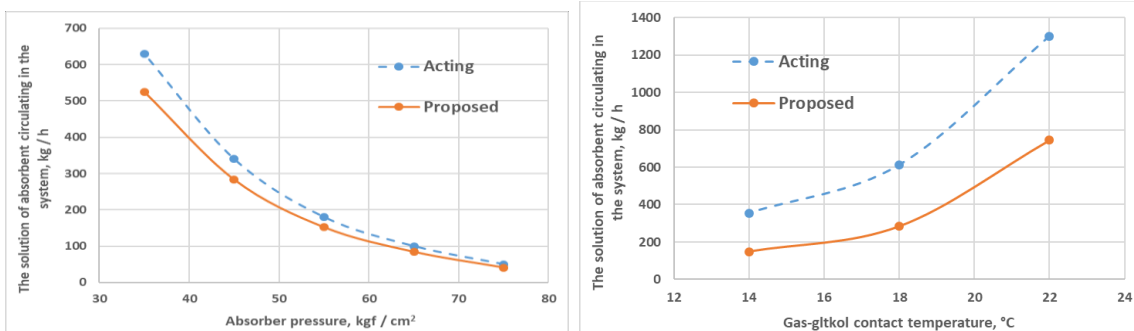


Fig. 2 - The effect of pressure and temperature on the flow rate of the absorbent of the existing and proposed installation of absorption drying of natural gas with glycols

- The influence of the type of absorbent at a concentration of 98% depending on the contact temperature on the dew point of the water of the existing and modernized installation of absorption drying of natural gas is presented in Figure 3.

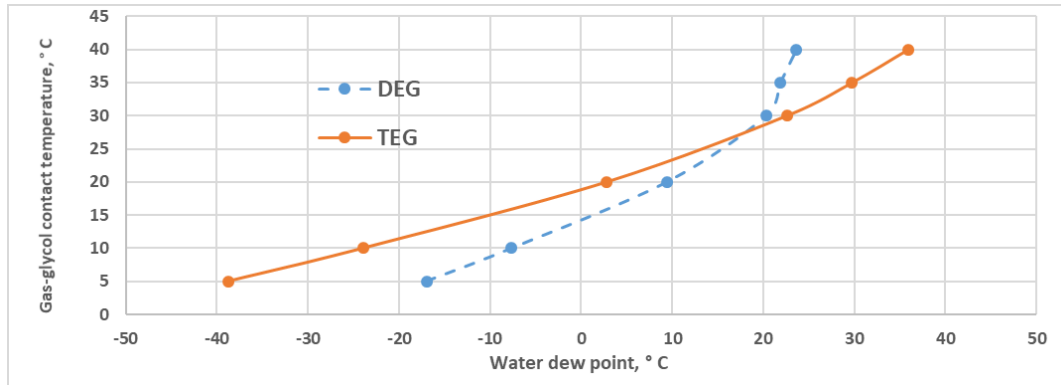


Fig. 3 - Influence of the type of absorbent on the contact temperature on reaching the dew point in water

Conclusion. In the course of the study, the influence of factors on the efficiency of drying natural gas showed:

- With increasing pressure, the flow rate of the absorbent solution supplied to the system decreases. At a pressure of 7,5 MPa, the proposed technology required an absorbent of 9,9 kg / h less than for the current technology.
- With an increase in the gas-glycol contact temperature, the flow rate of the absorbent solution supplied to the system increases significantly. At temperatures above 23 ° C, the study did not make sense, since the consumption of absorbent was greatly increased. At a temperature of 22 ° C, an absorbent was required for the existing technology 1300 kg / h, and for the proposed technology 774 kg / h, which is 526 kg / h less than for the existing technology.
- At the same mass concentration of 98% and a gas-glycol contact temperature of 5 ° C, the required dew point is much easier to achieve with triethylene glycol, since the dew point temperature is minus 46,9 ° C, and in the current minus 38,7 ° C.

References

- Berlin M.A., Gorechenkov V.G., Volkov N.P. Pererabotka neftyanij i prirodnyh gazov. – M.: Himiya, 1981. – 472p.
- Regulyarnie processy i oborudovanie v tehnologiyah sbora, podgotovki i pererabotki neftyanij i prirodnyh gazov: uchebnoe posobie / E.P. Zaporozhets, D.G. Antoniadi, G.K. Siebert et al. - Krasnodar: Izdatelskiy dom- Yug, 2012. - 620 p.
- Jaubert J.-N., Mutelet F. VLE predictions with the Peng-Robinson equation of state and temperature dependent calculated through a group contribution method // Fluid Phase Equilibria. – 2004. – 224. – P. 285–304.

**ALGORITHM FOR GEOMETRY CALCULATION OF HYDRAULIC FRACTURES USING
PROGRAMMING LANGUAGE PYTHON**

P. Baffuor, V.V. Soloviev

Scientific advisor - professor P.N. Zyatikov

National Research Tomsk Polytechnic University Tomsk, Russia

Currently, among the effective methods for increasing the productivity of both injection and producing oil and gas wells, the most important role is played by hydraulic fracturing. To increase the flow rate of the oil reservoirs, the technology of crack formation is applied. There are many different models that describe the characteristics and behavior of a hydraulic fractures.

Hydraulic Fractures are created when hydraulic fluids (pressurized) which are mostly viscous are pumped into the wellbore creating cracks which are characterized by their width, length and height. Hydraulic fractures are a class of tensile fracture propagating in rocks under pre-existing compressive stress in response to the injection or release of pressurized fluid [1]

Purpose of the work-Write an algorithm using programming language Python that will help calculate the width of hydraulic fractures using formulas of 2D models PKN and KGB.

Knowing the target length of the fracture and assuming that the half-length (h_f), plain strain modulus (E'), rate of injection (q_i), viscosity (μ) of injected fluid. The pumping time, t_e , can then be determined using the combination of a width equation and material balance. The injection rate however, refers to the slurry (not clean fluid) injected into one wing.[2]

Tasks of this research- The Algorithm tackles the following areas:

- Calculation of the wellbore width at the end of pumping from the PKN width equation
- Conversion of wellbore width into average width
- Calculation of injected volume:
- Calculation of Injected volume V_i and fluid efficiency η_e .

Basic Types of Fracture Geometry - There are many analytical and numerical models in literature for estimating fracture sizes and propagation. These models were developed to calculate the fracture geometry, especially the width, for a specified length and flow rate. They ensure that fracture width is sufficient for proppant entry.[3] These include two-dimensional, three-dimensional and pseudo-three-dimensional (Yang 2011). For design purposes, an approximate description of the geometry of the cracks should be simple models that predict the length and average width of the crack at the end of the fluid injection, such as the 2D models of PKN and KGD. The fracture geometry is actually more complex than the simple one described in these models and is determined by many parameters related to rock mechanics, internal stresses, and used fluids (Warpinski 1989). However, these models are widely used in industry and are widely accepted as an acceptable approximation for estimating fracture sizes.

The KGD and PKN models, apply to only fully confined fractures, and only differ in the assumption: their conversions from three-dimensional (3D) solids and fracture mechanics problem into a two-dimensional (2D) (i.e., plane strain) problems.

KGD MODEL FRACTURE PROPAGATION

Assumptions:

- i. The formation is an infinite, homogeneous, isotropic, linear elastic medium characterized by Young's modulus E , Poisson's ratio ν and toughness K_{Ic}
- ii. Fracture height significantly exceeds its total length $2L$ ($2X_f$) and the influence of the upper and lower boundaries can be neglected.
- iii. The horizontal sections of the crack are the same and to use the two-dimensional statement of the problem of elasticity when describing rock deformation and its destruction.

Fracture width according to KGD is calculated by the formula below

$$w_w = \left(\frac{336}{\pi}\right)^{1/4} \left(\frac{\mu q_i x_f^2}{E' h_f}\right)^{1/4} = 3,22 \left(\frac{\mu q_i x_f^2}{E' h_f}\right)^{1/4} \quad (1)$$

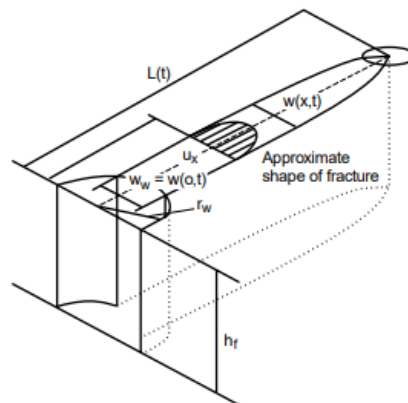


Fig. 1- KGD geometry for 2D fracture [6]

PKN MODEL FRACTURE PROPAGATION

Assumptions:

The PKN model takes the shape of an elliptical fracture where its height is constant and the fracture length (x) is much larger than the fracture width ($w_0(x)$). Perkins and Kern developed their model for non-Newtonian fluids and included turbulent flow, however the fluid flow rate is assumed to be governed by the basic equation for flow of a Newtonian fluid in an elliptical section (Lamb, 1932):

$$\frac{dp}{dx} = \frac{-64q\mu}{\pi h_f w^3} \quad (2); \quad w(x) = 3 \left[\frac{\mu q_i (L-x)}{E'} \right]^{1/4} \quad (3); \quad w_{w,o} = 3.27 \left(\frac{\mu q_i x_f}{E'} \right)^{1/4} \quad (4)$$

Perkins-Kern width equation (4) shows the influence of the rate of injection, viscosity and the plain strain modulus, if length is known. Average width (5) and injected volume (6) are calculated as

$$\bar{w}_e = \gamma w_{w,o} = 0.628 w_{w,o}. \quad (5); \quad V_i = q_i t_e \quad (6)$$

Fluid efficiency however is calculated using formula: $\eta_e = \frac{h_f x_f \bar{w}_e}{V_i} \quad (7)$

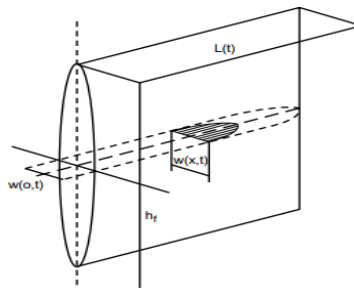


Fig. 2- PKN geometry for 2D fracture [4]

PKN WIDTH ALGORITHMS

1. Wellbore width at the end of pumping

```
def main():
    viscosity = get_user_value("what is the viscosity? ")
    injectionrate = get_user_value("what is the one side injection rate? ")
    halflength = get_user_value("what is the half length of the fracture? ")
    pi = get_user_value("what is the plane strain modulus? ")
    top part = viscosity * injectionrate * halflength
    bracket = top part / pi
    result = 3.27 * (bracket ** 0.25)
    roundup = str(round(result,2))
    print("=====")
    print("The wellbore width at the end of pumping from PKN is " + roundup)

def get_user_value(question):
    value state = False
    while not value state:
        try:
            value = input(question)
            result = float(value)
            value state = True
        except:
            print("Enter number or decimal")
            print(".....")
    return result

if __name__ == "__main__":
```

```
def main():
    fracture_width = get_user_value("What is the fracture width? ")
    average_width = 0.628*fracture_width
    result = round(average_width,2)

    print("")
    print("The average width is " + str(result))

def get_user_value(question):
    value state = False
    while not value state:
        try:
            value = input(question)
            result = float(value)
            value state = True
        except:
            print("Enter number or decimal")
            print(".....")
    return result

if __name__ == '__main__':
    main()
```

2. Average width

3. Calculate the pumped volume and the Efficiency (utilization factor) of the liquid (when using V_i from (6) or when V_i is already known).

```
from os import system, name

def main():
    # Start screen
    start()

def start():...

def check_quit(option):...

def clear_screen():...

# Option is a required parameter, old_result is optional
def do_chosen_calculation(option, old_result=0):...

def get_continuity(old_result=0):...

def get_user_option(question):...

def get_user_value(question):...
```

References

1. Detournay E. Mechanics of hydraulic fractures //Annual Review of Fluid Mechanics. – 2016. – T. 48. – C. 311-339.
2. Economides M., Oligney R., Valkó P. Unified fracture design: bridging the gap between theory and practice. – Orsa Press, 2002.
3. Economides M. J. et al. Reservoir stimulation. – Englewood Cliffs, NJ : Prentice Hall, 1989. – T. 2.

FEATURES OF ENCAPSULATED INHIBITORS APPLICATION FOR DOWNHOLE EQUIPMENT PROTECTION

P.S. Bochkarev¹

Scientific advisor - associate professor R.R. Khusainov²

¹ National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

² Gazpromneft-Vostok LLC, Tomsk, Russia

Protecting downhole equipment from salt deposits is one of the main tasks of oil production. Intensive formation of mineral deposits is observed mainly during the production of flooded oil, namely in the working bodies of electrical submersible pumps and sucker rod pumps, tubing, flow lines of oil and gas gathering manifolds. The accumulation of salt deposits in the well and field gathering systems, preparation of oil well products leads to failures of oilfield equipment, which in turn leads to oil losses and significant material costs.

The salts precipitation occurs when the physicochemical, thermodynamic equilibrium is disturbed, and also if the salts concentration in the aqueous solution exceeds the equilibrium concentration for these conditions. A salt deposition is influenced by factors such as pressure drop, change in fluid temperature, mixing of the same type of water and different concentrations with a change in their chemical composition, and choking. The following types of salts prevail in the fields of Western Siberia: CaCO_3 (calcite), $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ (gypsum), CaSO_4 (anhydrite) [1].

The most common method of protecting downhole equipment from salt deposits is the use of chemicals. Chemical scale inhibitors are divided into liquid and solid reagents. Currently, solid (encapsulated) inhibitors are gaining relevance, which in practice are used not only to protect downhole equipment, but also in well completion, and a well treatment of the bottom-hole zone.

The first samples of encapsulated products looked like classic capsules, consisting of a shell, inside of which the active substance was located. The classic "capsules" also had several drawbacks, the main of which was the high cost associated with the complexity of the technology for their preparation, and the high dependence of the properties on the opening of the shell in the face of the well. To eliminate the shortcomings at the second stage of technology development, encapsulated products were obtained in the form of a "sponge", which was used as a biodegradable polymer porous material, inside of which there was an active base. However, the products of the third "caramel" type have become the most modern, balanced and effective product in the evolutionary lineup (Figure 1) [3].

In this paper, we consider the use of encapsulated inhibitors as an alternative to liquid reagents, since the methodology for the use of a granular scaling inhibitor involves a reduction in the number of technological transport approaches and the use of technological equipment (unit for dosed supply of a chemical reagent) to the objects of protection. A new type of sustained-action reagents is one of the promising methods for controlling inorganic salts in the system of production, collection and transportation of well products.

The product consists of granules with a water-soluble membrane (Figure 1), containing a mixture based on phosphonic acids, their salts and a combination of components that ensure the stability of the commodity form.

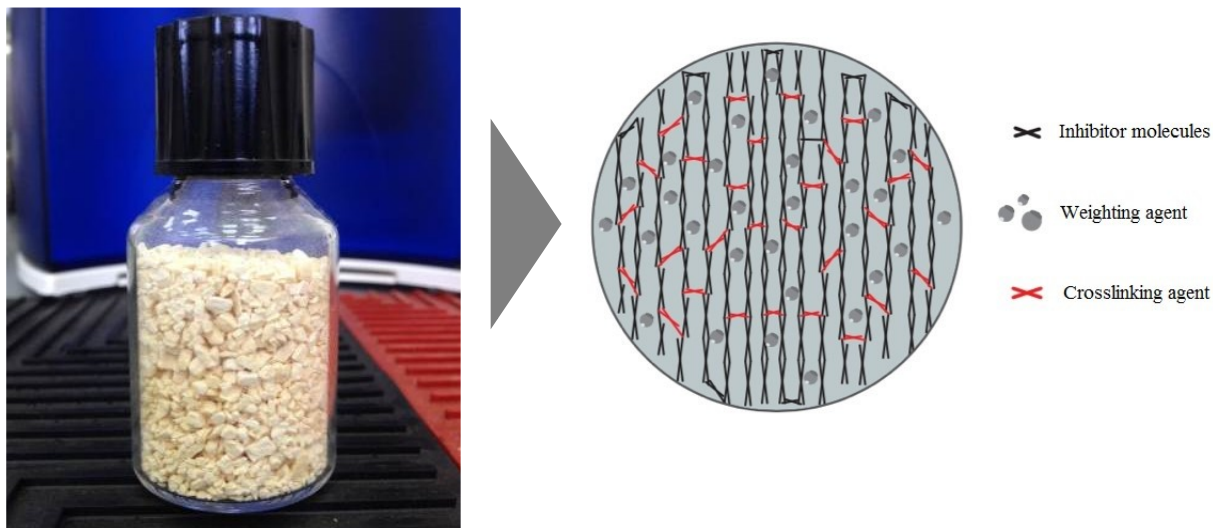


Fig.1 Encapsulated scale inhibitor of "caramel" type "Descum-2" WSC

The Descum-2 WSC encapsulated scale inhibitor is intended for use in the oil industry to prevent complications associated with the formation of mineral salts at all stages of production, transport and preparation of oil under conditions of the high salinity of production waters.

The novelty of materials and technology lies in the fact that the scale inhibitor is a microcapsule of a phosphorus-containing organic compound in preservation fluid. The uniform removal of the inhibitor is ensured by the long-time diffusion process of product molecules through the polymer membrane. The result is a uniform product removal. This reagent is relevant for autonomous deposits due to the lack of a metering device and the need for its maintenance. There is the

possibility of filling both in the well container and in the sump (sedimentation zone of fluid mechanical impurities) with the possibility of adding an inhibitor as it is used up. Due to the lack of contact with methanol, the inhibitor is environmentally friendly and safe.

The technology for loading the encapsulated scaling inhibitor into the annulus in the sump is subdivided into two options: with lowered or lifted bottom-hole equipment. In the first case, the electrical submersible pump is turned off, the annular pressure is not relieved. The calculated amount of reagent is loaded into a prepared and tested for leaks technological vessel for feeding the inhibitor into the annulus and filled with Dewaxol WSC process liquid or water. The hatch of the technological vessel is closed, the tightness is checked, the valve is gradually opened by equalizing the pressure of the annular space of the well and the technological vessel, and a pause is maintained for 20 minutes. The process annular valve closes, and the pressure in the process vessel is aligned with atmospheric. After the loading operation, maintain a technological pause for 24 hours to prevent a wedge of an electrical submersible pump.

In the second option, with the bottom-hole equipment lifted, the estimated amount of granular scaling inhibitor is poured into the pipe space. The encapsulated scaling inhibitor is being pushed with process water using a CA-320 type aggregate in a volume (10 m^3) necessary to move the inhibitor to the well sump, but not allowing the well to be killed.

The candidate wells under consideration, which were subjected to this treatment, had the following application criteria for this technology, presented by the manufacturer of this scale inhibitor: mechanized well stock (rod well pump, electrical submersible pump, submersible cavity pumps), the flow rate of which does not exceed $150 \text{ m}^3/\text{day}$ for liquids with a water cut to 90%, vertical wellbore (no horizontally directed wells), no sidetracks at the well, open wellbore (no packers), sump volume is at least 200 litres (using the borehole container removes the restriction), the height of the dynamic level of the annulus of the well is at least 250 meters, the pressure in the annulus is not more than 15 atmospheres. In particular, if the volume of sump does not provide for the adding of an inhibitor in the full set volume, then backfilling is carried out for a shorter period of protection, in a conditionally calculated volume, also with a lower value [2].

If the above indicators recommended by the manufacturer go beyond the established requirements, it is necessary to make an individual calculation of the reagent volume and the treatment period with the maximum possible productivity. The annulus should allow free passage of the granular scale inhibitor and process fluid to the sump.

The key predicted factors for the effectiveness of the use of the encapsulated inhibitor are the absence of bottom-hole equipment failures due to "salt deposition" and an increase turnaround interval. When evaluating the effectiveness of the reagent, the presence of a scale inhibitor in the formation water is important when analyzing its residual content (average value for a month is at least $2 \text{ mg}/\text{dm}^3$).

After 12 months of exploiting the encapsulated scale inhibitor Descum-2 WSC ensured the stable operation of downhole equipment during the test period at the "X" field, there were no failures of downhole equipment due to "scaling".

The effectiveness of the encapsulated products use was also confirmed during pilot tests. In 2015, a test was carried out with an effective result of encapsulated Scimol WSC corrosion inhibitor and Descum-2 WSC scale inhibitor placed in a container at Lukoil AIK CJSC. In 2017, Gazprom Dobycha Orenburg conducted a test with a positive result of the encapsulated Scale Inhibitor Descum-2 WSC with placement in a sump [4].

At the moment, encapsulated products demonstrate rather high technological efficiency of use at oil production facilities, a little experience of the application shows that there is a prerequisite for more perfect technological efficiency and economic profitability of using solid reagents in the near future.

References

1. Kashchavtsev V.E., Mishchenko I.T., Salt formation during oil production, M.: Orbit-M, 2004, 432 p.
2. Mubarakov AI, Encapsulated products for the protection of oilfield equipment from corrosion and scale // Engineering practice. Moscow, 2017. - No. 3.
3. Solodov V.A., Paley R.V., Mubarakov A.I., Zaykov E.N., Encapsulated products - an inexpensive tablet for problems // Oil and gas vertical. 2016. - No. 6. - 104-108 p.
4. Volovodenko A.V., Zhukov A.Yu., Sofronov A.V., Asmaev O.S., Experience with the use of the encapsulated corrosion inhibitor Scimol WSC in the wells of the Kogalym field // Oil industry. – Moscow, 2013. - No. 5. - 87-89 p.

MATHEMATICAL MODELING OF THE PYROLYSIS PROCESS

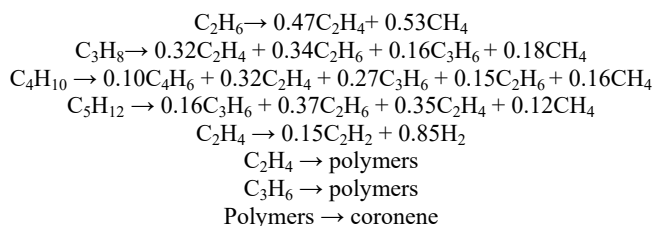
A. Bunaev, I. Dolganova, I. Dolganov, E. Ivanchina, M. Chernyshov, M. Mezhova

Scientific advisor - associate professor I. Dolganova

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

For a wide range of processes used in the petrochemical industry, the pyrolysis of hydrocarbons is one of the main large-capacity processes that form their raw material base. Today, developments aimed at improving the pyrolysis process are carried out in two main directions [1]. Firstly, the pyrolysis technology itself is being modernized — technical re-equipment of existing plants and the design of new ones using new developments are being carried out. Secondly, mathematical models are created to search for optimal modes of the process. In this case, the creation of deterministic models is of greatest interest, since they allow a multilateral analysis of the process, which will help to form a certain optimization strategy. [1].

The analysis of the process of pyrolysis of hydrocarbons was performed using the kinetic model proposed by Y. Zhorov, N. Vasilieva and G. Panchenkov. [3]. Thus, the kinetics model of the pyrolysis process consists of 8 reactions, listed below, in which 12 components are involved.



Despite the fact that the obtained model is based on a rather simplified reaction scheme, it nevertheless makes it possible to obtain calculated data on the concentrations of the main components of the hydrocarbon mixture in question over a wide temperature range.

Accordingly, the mathematical model of the kinetics of pyrolysis includes, firstly, a system of 7 exponential algebraic equations for calculating the rate constants of the corresponding reactions [4]:

$$K_j = K_{0j} \cdot P_0 \cdot \exp\left(\frac{-E_j}{RT}\right), j \in \{1, \dots, 7\},$$

where K_j is the rate constant for reaction j , s^{-1} , K_{0j} is the preexponential factor, s^{-1} , P_0 is the process pressure, atm, E_j is the activation energy for reaction j , J/mol, T is the process temperature, °K.

Secondly, another 11 equations are differential and are necessary for describing changes in the concentrations of each component of a hydrocarbon mixture during the pyrolysis process [4]:

$$\frac{dC_k}{d\tau} = \sum a_{i,j} \cdot K_j \cdot C_i$$

where C_i , C_k are the concentrations of component i , k respectively, mol/l, τ is the residence time, s, $a_{i,j}$ is the stoichiometric coefficient of component i in reaction j . The obtained system of equations is solved by the first-order Runge-Kutta method according to the algorithm shown in the figure 1, which is implemented by Python3.

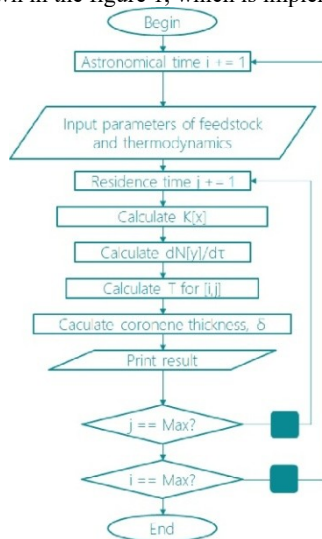


Fig. 1. The algorithm of the mathematical model of pyrolysis

As can be seen from the proposed algorithm, the process takes into account the non-stationarity of the process - each time passing a nested cycle that searches for the residence time, which, in turn, is necessary to describe the behavior of the hydrocarbon mixture along the coil tube of the pyrolysis reactor, the astronomical time iterator increases its value. Taking astronomical time into account is necessary because it allows you to expand the model and add to it the calculation of coke concentration using the formula below and, accordingly, the thickness of its deposits on the walls of the reactor pipes [2].

$$\frac{dC_{coronene}}{dt} = K_8 C_{coronene} - \exp(0,023 \cdot C_{coronene} - 1) \cdot G^{0,8} \cdot (D - 2 \cdot \delta)^{-1,8}$$

where G is the mass flow of raw materials, kg/s, D is the diameter of the tube, mm, δ is the thickness of the coronene deposits, mm.

The operation of the pyrolysis model obtained in this way was tested using a set of input data on the propane-butane fraction presented in Table.

Table

Propane-butane fraction input for model

| The composition of the hydrocarbon mixture,% mass. | | | | | | | Temperature, °K |
|--|--------|----------|---------|-----------|--------|-----------|-----------------|
| Methane | Ethane | Ethylene | Propane | Propylene | Butane | Butadiene | |
| 10,1 | 9,6 | 17,2 | 18,2 | 11,5 | 30,4 | 3 | 825 |

As a result of the model working for 6 days (6 external cycle passes), calculations were obtained that describe the accumulation of a coronene layer on the walls of the pyrolysis reactor pipes, presented in Figure 2.

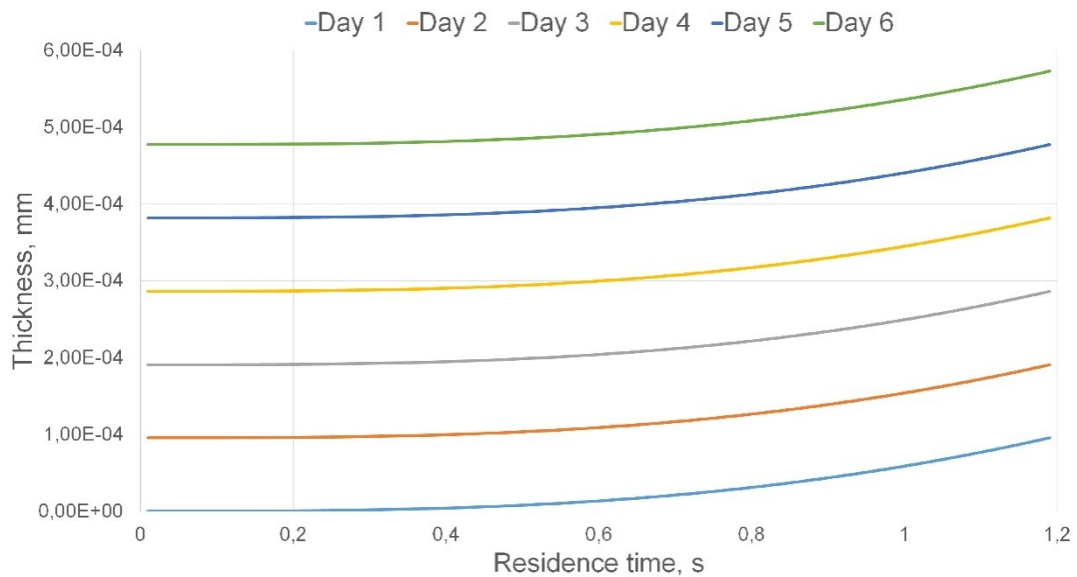


Fig. 2. The growth of the coronene layer on the walls of the tube for 6 days

Thus, a prototype model of the pyrolysis process was obtained. The further progress of the work consists in scaling the transformation scheme - it is proposed to increase the number of substances under consideration and, accordingly, reactions with their participation. Then, it is also necessary to compose, in addition to the kinetic, hydrodynamic, energy, and thermal models of the process. Another important aspect during development is the receipt of relevant data from existing production. And, finally, it requires the creation of a graphical shell for the model being developed for its implementation as software.

References

1. Chuzlov V.A., Dolganov I.M., Dolganova I.O., Seitenova G.Zh., Dusova R.M. Increase in resource efficiency of motor gasoline production with the help of mathematical models//Petroleum and Coal. – 2019. – V.61. – P. 58 – 63
2. Fernandez-Baujain J. M., Solomon S. M. New reactor design offers benefits//Oil Gas J. – 1976. – V. 74. – P. 94 – 95.
3. Modelirovanie fiziko-ximicheskix processov neftepererabotki i nefteximii / Pod red. Yu.M. Zhorova – M.: Ximiya, 1978. – 376 s. (in Russian)
4. Samedov F.A., Morozov A.Yu., Samojlov N.A., Prosochkina T.R. Matematicheskoe modelirovanie nestacionarnogo processa piroliza uglevodorodov//Nefteximiya. – Moskva, 2019. – № 2. – S. 143 – 151 (in Russian)

**SEASONAL CHANGES OF WATER- AND ACID-SOLUBLE COMPOUNDS OF DUST AEROSOL
ACCORDING TO PASSIVE SAMPLING**

V.S. Buchelnikov

Scientific advisors: professor Y.G. Yazikov, associate professor A.V. Talovskaya
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The problem of air pollution is one of the most serious ecological problems. There are a lot of different types of pollutants from natural and technogenic sources. The main part of them are harmful for human health and can be a cause for different diseases, that is why it is necessary to control air quality. Scientists use different methods of investigations to collect information about it.

Increasing industrial activities and use of motor vehicles in urban environments led to many health and environmental problems. Monitoring of inorganic and organic environmental pollutants is performed in order to establish the quality of different components of our environment (atmosphere, indoor air, water basins, soil, and biota) and represents an ongoing challenge. Environmental monitoring systems are characterized by usage of different methods to accumulate aerosols.

A relatively large number of samples must be taken from a given location over the entire duration of sampling when the method of active sampling is applied. This type of approach to sampling is time-consuming and can be very costly.

The aim of research is to evaluate seasonal composition changes of dust aerosol according to passive sampling and analyze the differences in the ratios of metals between the water- and acid-soluble fractions are revealed.

The site for the passive aerosol monitoring was arranged in September 2016 at the Fonovaya Observatory, Institute of Atmospheric Optics, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences (60 km west of Tomsk) (fig. 1). First results of these simultaneous field studies, obtained from September to November 2016, the second – from November 2016 to March 2017 and the last – from March to June 2017.

Aerosols were collected passively within the same near-ground air layer at specially arranged aerosol sites in the immediate (within 10 m) vicinity of the instruments of active sampling. Aerosols were deposited on chemically inert sorption substrate. Special devices, impulverators [1], were used to expose the aerosol. The construction of the impulverator ensures the natural mechanism of dry deposition of aerosols from the atmosphere.



Fig.1 The site for the passive aerosol sampling

In all, 160 impulverators were mounted at the site. Ash-free paper filters (“white strip”) 18 cm in diameter are used for depositing the chemically-inert sorption substrate. Four filters were placed in each impulverator, the exposure interval being from September 6 to November 8, 2016 (autumn period), from November 8, 2016 to March 4, 2017 (winter period) and from March 4 to June 1, 2017 (spring period).

After removing from impulverators, filters were used to prepare water and acid extracts $\omega(\text{HNO}_3) = 5\%$. Filters were aged in acid solution for 24 h. The chemical inhomogeneity of sorbent was accounted for by including in each specimen of material analyzed the “idle” (control) samples, i.e., clean filters from the same packet as the filters mounted in devices. The quantitative chemical analysis of water and acid extracts was also performed using inductively coupled plasma mass spectroscopy (ICP-MS) [2]. The index, characterizing the ratio of mass concentration of metal in solution ($\mu\text{g dm}^{-3}$), recalculated per 1 g of filters, was chosen as a parameter for comparison.

However, elements in the sample widely varied in the content ($n \times 10^2 - n \times 10^{-5}$) so that they could not be shown in a single picture. Therefore, normalized values or, more specifically, the coefficient (A_i) (1) and the modulus of aerosol enrichment (M_i) (2).

$$A = \frac{c_i}{C_i} \quad (1)$$

c_i – concentration of the element in sample; C_i – middle average of the element in clean filter

$$M^w = \frac{A^w}{A^a} \quad (2)$$

$$\text{or } M^a = \frac{A^a}{A^w} \quad (3)$$

M – modulus of aerosol enrichment, A^w – coefficient of aerosol accumulation in water extract, A^a – coefficient of aerosol accumulation in acid extract

According to coefficients values, each type of extracts is characterized by seasonal changes of elemental composition and filters are enriched by some elements during all seasons (fig.2). It allows us to suppose elements' effluence as in water-soluble, as in acid-soluble fractions. Water extract enriched by Al, Mn, Fe, Zn, Ga, Se, Y, Cd, In, Ba, La, Ce, Sm, Pr, Nd, Sm, Eu, Tb, Dy, Ho, Tl, Bi, Th, acid - Al, Ni, Zn, Se, Cd, Sb, La, Tl, Pb, Bi.

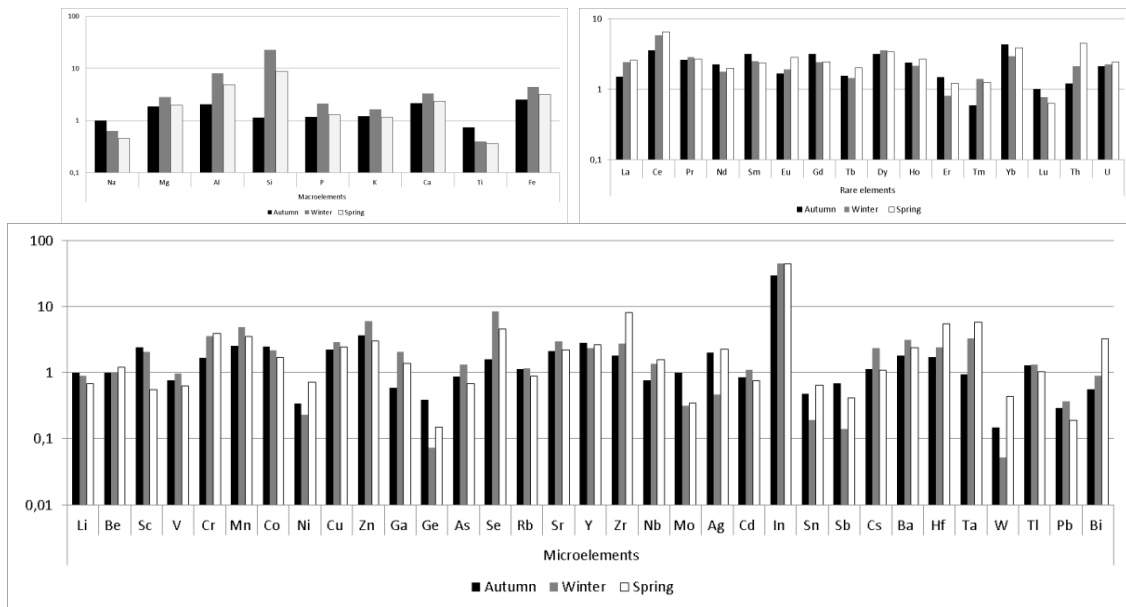


Fig.2 Coefficients of aerosol accumulation (a – macroelements; b – rare elements; c – microelements)

Aerosol enrichment' modulus during autumn describe by high values for Na, Sm, Gd, Yb, Sc; in winter there are microelements and also Dy, Mn, Zn, Ga, Se, Sr, In, Cs, Ba; and La, Ce, Eu, Th, U, Zr, Hf, Ta, Bi in spring period.

Acid extracts in autumn are characterized by high modulus' values for Al, La, Ce, Pr, Eu, Tb, Tm, Th, Ni, Nb, Sn W; in winter Si, P, K, Ca, Yb, U, Li, Cr, Cu, Sr, Zr, In, Hf, Ta; and in spring Na, Ti, Nd, Er, Lu, Sc, V, Ge, As, Mo, Sb, Pb. Comparison of modulus for both extracts shows us, that chemical elements are mainly accumulated in water extracts, at the same time, the largest values for Na, Li, Ni, Ge and W characterize acid extracts.

According to our results, water- and acid-soluble fractions of aerosol have differences in chemical composition during three seasons. Comparison of the coefficients of aerosol accumulation and modulus of aerosol enrichment shows us predominant accumulation of water-soluble fractions of the chemical elements. Furthermore, each fraction is characterized by its own seasonal changes of both fractions. Most of chemical elements accumulate in winter and spring seasons, that can cause by activity of heat power industry [3].

References

1. RF Patent No. 72844, Publ. November 16, 2009.
2. RF Patent No. 2459191, Byull. Izobret., No. 23 (2008).
3. Yazikov E.G., Avtoref. of Doctoral Dissertation in Geology and Mineralogy (Tomsk, Tomsk Polytechnic Univ., 2006, 47p.).

THERMAL OIL RECOVERY METHOD

V.I. Denisov

Scientific supervisor - assistant professor N.E. Pul'kina
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

At present, the development of Russian oil industry shows a deterioration in the structure of oil reserves. The Reason of this explains by the following features: hydrocarbon deposits are characterized by high viscosity of oil, the reservoirs themselves have low permeability due to a decrease in the capacity of caverns and channels through which formation fluid is filtered, in addition there are problems associated with the structure of the poroperm system of collectors.

Such problems include the temperature of the fluid inside the reservoir, which is close to the temperature of paraffin deposition; stratification of the rock mass, which can be a collector, by rocks of a different type related to tires, which leads to the fact that the vertical filtration becomes impaired, for the same reason, multidirectional filtration flows may occur in massive carbonate reservoirs within the same reservoir.

Injecting an agent previously brought to a high temperature into the formation allows: to reduce the viscosity of the formation fluid, which increases its mobility; to increase the hydrophilic properties of the medium, as a result of which the oil recovery coefficient is increased due to the extraction of residual oil and additional washing of the oil from the rock.

The subject of the study is the analysis of measures for the conduct and preparation of thermal methods for increasing oil recovery from a technical, technological and economic point of view.

Next, we consider the process under study using the Gremikhinsky field as an example. To do this, you must first disclose the main features of this field.

Gremikhinsky oil is classified as heavy. Under surface conditions, its density varies between 912 and 924 kg / m³, which averages 917 kg / m³. The content of asphaltenes varies from 1.33% to 8.8%, resins in the range from 6.48% to 16.7%. The paraffin content may reach 6.7% by weight of the fluid. Gremikhinskoye oil is sour because the sulfur content can reach 3% by weight. Among other properties of oil, it is possible to distinguish a low pour point, the temperature of the onset of boiling oil, fluctuating in the range 63 - 104 ° C. About 55 - 70% of light oil products reach a temperature of 350 ° C.

The following is a list of technologies that have successfully passed trial tests and, subsequently, implemented in the field [2]:

- Increased oil recovery using liquid phase oxidation;
- Thermopolymer impact on viscous oil deposits;
- Pulse-dosed thermal effects on the reservoir with a pause and without a pause;
- Combined thermal cyclic stimulation of the formation through the systems of injection and production wells;
- Cyclic intrastratal polymer impact.

Consider the technology of pulsed-dosed exposure: when carrying out measures for pulsed-dosed exposure, cyclic injection of a heat agent and then cold water occurs. It is necessary to maintain the injection volumes established by the calculations in order to maintain the required temperature in geological and physical conditions. Sufficient depth of productive strata for their treatment using IDTV is 1000 m or more.

When using this technology, energy resources are saved and heat losses are reduced due to the fact that there is a certain limit for the temperature of the coolant, exceeding which does not lead to further improvement of reservoir conditions, this temperature limit is called the effective temperature (Teff).

Thus, when the temperature reaches Teff, a further decrease in the viscosity of oil does not occur. The Teff value for Gremikhinskoye field is 55-60 ° C, at reservoir temperature of 20 ° C. Moreover, the viscosity of reservoir oil decreases by more than 10 times - from 125 MPa * s to 10-12 MPa * s.

Figure 1 shows the coverage of the facility by thermal methods for increasing oil recovery at the Gremikhinsky field. The largest percentage of the technologies used was in the technology of pulsed-dosed heat exposure, which covered a large central part of the deposit, and its small northern region.

The effectiveness of the application of the technology of pulse-dose exposure at the Gremikhinsky field is confirmed by the following statistics:

- Additional oil production during the period of this technology amounted to 1 million 284 thousand tons;
- The flow rate of the coolant for the extraction of 1 ton of oil was reduced by 2 times (from 6.4 t / t to 3.2 t / t);
- Capital investments and operating costs were reduced by 25% and 27%, respectively;
- The cost of oil production was reduced by 10% compared to water flooding.

For an electric steam generator installation, the calculation sequence for the pulse-dose mode is as follows: the volume of steam for injection is set; a cycle for calculating the generated steam volume is being built, the condition for the cycle will be to achieve the specified estimated steam volume. In the cycle, in addition to the main calculation, the heating and vaporization time is determined [1].

In this case, a cycle is understood to mean the process of successive passage of water by each electrode, during which it is heated and vaporized, from the moment of injection to the moment the formed vapor leaves the device.

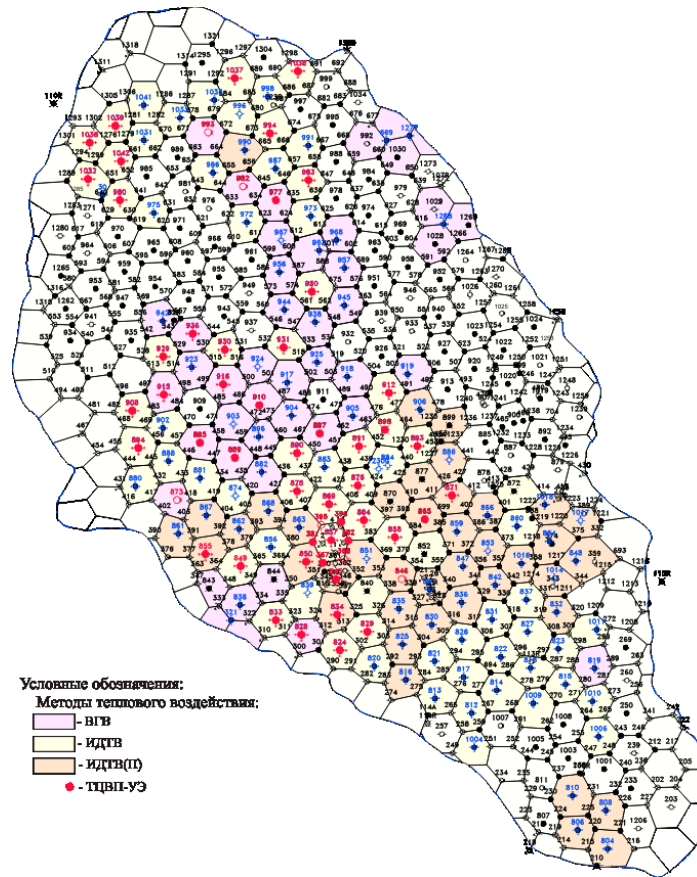


Fig. 1 Thermal exposure technology coverage

The hourly steam capacity of the electric steam generator is calculated according to the data of the water-steam state table:

$$V_n = Q * V'' \quad (1)$$

where Q is the capacity of the electric steam generator (kg / h), V'' is the specific volume of dry saturated steam (m³/kg).

Knowing the time of one cycle t, it is possible to determine the operating time of the electric steam generator to produce V_p:

$$t' = t * C'' = t * \frac{V_p}{V_n} = t * \frac{V_p * C}{V_n} = t * \frac{V_p * 3600}{V_n * t} = \frac{V_p * 3600}{V_n} \quad (2)$$

where C'' is the required number of cycles for the estimated volume of steam, is the amount of steam per cycle, V_p is the estimated volume of steam, t is the time of one cycle, C is the total number of cycles.

For example, if in order to create an effective temperature the required volume ratio is one to two, i.e. 20 m³ steam 40 m³ cold water, the hourly output for the production of 20 m³ in the EPG will be [2]:

$$V_n = Q * V'' = 2903 * 0,0141 = 40,9 \text{ m}^3/\text{ч} \quad (3)$$

and the duration of the vaporization will be:

$$t' = \frac{V_p * 3600}{V_n} = \frac{20}{40} * 3600 = 1800 \text{ c} \quad (4)$$

Thus, in this work, methods to increase oil recovery at the Gremikhinsky field were considered. All in all, under deteriorating oil recovery conditions, new, innovative technologies are required. In this article was told about thermal methods for increasing oil recovery, which certainly showed their effectiveness in these geological and physical conditions.

References

1. Borkhovich S. Yu., Volkov K. A., Volkov A. Ya., Milovzorov G. V., Xafizov A.R. Termociklicheskaya texnologiya vozdeystviya na prizabojnyuyu zonu plasta zabojny'mi e'lektronagrevatelyami / E'lektronny'j nauchny'j zhurnal «Neftegazovoe delo». – 2012. – № 6 (in Russian).
2. Suchkov B. M. Temperaturny'e rezhimy' rabotayushhix skvazhin i teplovye metody' doby'chi nefti / NICz «Regulyarnaya i xaothiskaya dinamika». M.: – Izhevsk: IKI. – 2007. – 406 s. (in Russian).

COMPOSITION CHARACTERISTICS OF SILICATE MINERALS OF NURALI MASSIF
ULTRAMAFIC ROCKS

R.A. Gitaulin

Scientific advisor - D.E. Savel'ev

Bashkir state university; Institute of Geology USC RAS, Ufa, Russia

The Nurali massif is located on the border of the Republic of Bashkortostan and Chelyabinsk region. It is interesting because on its small territory almost all structural and material complexes of ophiolites are represented. The purpose of the work was to study rock-forming silicate minerals of the mantle section of the southern part of the Nurali massif.

The Nurali massif is a lense-like body about 20 km long and 0.5 to 4 km wide. The western and central parts of the massif are composed mainly of peridotites (mantle section). (fig.1.). East part of massif is composed by mafic and ultramafic rocks of crust section. From west to east the massif has an almost complete ophiolite section [2].

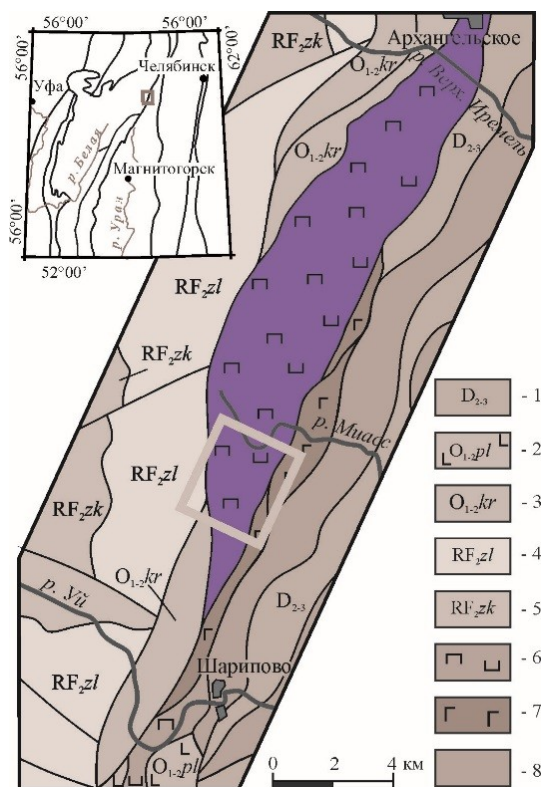


Fig.1. Geological scheme of the main part of the Nurali massif (after [3] with minor changes). Symbols: 1 - volcanogenic-sedimentary deposits of the West Magnitogorsk zone, 2 - basalts of the Polakovskaya Formation, 3 - carbon shales and metavulcanites of the Kuraganskaya Formation, 4 - sandstones and quartzites of the Zilmerdakskaya Formation, 5 - carbon shales of the Zigazino-Komarovskaya Formation, 6-8 - the Nurali ophiolite complex: 6 - peridotite, 7 - gabbro, 8 - serpentinite melange. Within the frame there is an investigated area.

Most of the massif is composed of peridotite. The main rock-forming mineral of dunites and peridotites is olivine. Peridotite also contains pyroxenes, monocline and rhombic, in significant amounts. The accessory mineral is chromian spinel. Peridotite and dunite have looped texture, massive structure, pyroxenites have full crystal texture, massive structure.

In pyroxenites, monocline and rhombic pyroxene together make up almost 100% of the rock. Contents of olivine and chromian spinel in pyroxenites are insignificant. Some pyroxenites are slightly affected by serpentinization (up to 20%), but there are also peridotite serpentinites with serpentine content up to 80%.

In peridotites and dunites, relicts of olivine grains are up to 0.18 mm in size. The grains are broken by cracks filled with serpentine. Separation of previous non-serpentinized grains into subgrains is highly pronounced. In pyroxenites, olivine is represented by individual grains (up to 0.8 mm) in small amounts occupying the space between the grains of pyroxene.

In peridotite orthopyroxene is represented as table grains up to 0.3 mm. Lamellae are diopside or pargasite. In peridotite serpentinite, pyroxene is almost completely replaced by serpentine pseudomorphosis. The rest of the orthopyroxene grains have also been changed. In pyroxenites, the size of orthopyroxene grains is up to 4 mm.

In pyroxenite, clinopyroxene grains almost everywhere contain orthopyroxene lamellae. Granule sizes up to 8 mm. Clinopyroxene grains are serpentinized in separate blocks. Lamellae are thin and pass through the entire length of the grain,

in some thin sections, they are maintained in width and occur more often. Some small grains are crumpled between the coarse grains.

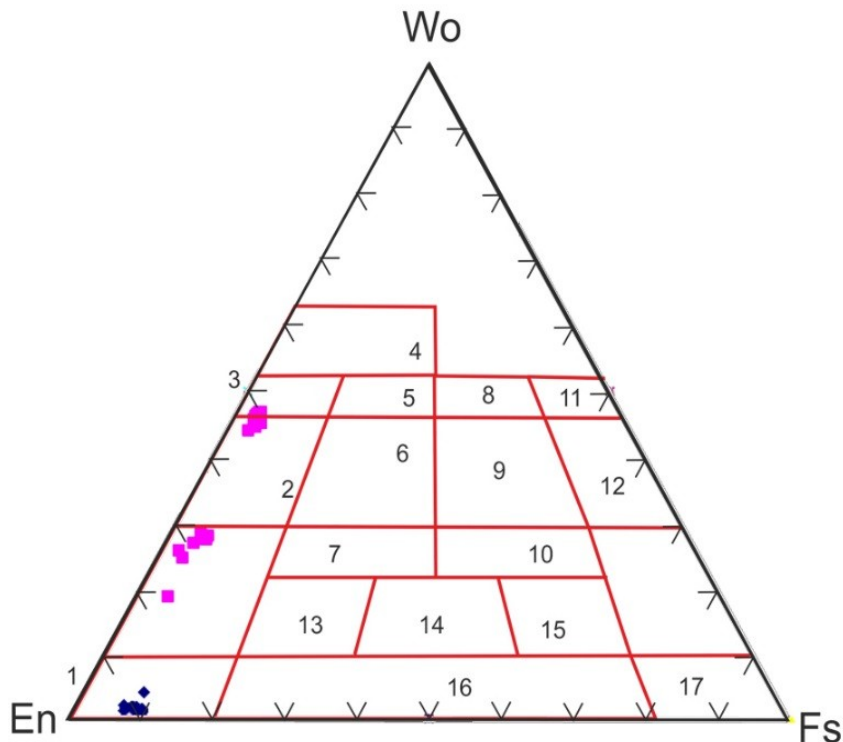


Fig.2. Ternary pyroxene diagram. En - $MgSiO_3$; Wo - $CaSiO_3$; Fs - $FeSiO_3$. Squares - clinopyroxenes, rhombuses - orthopyroxenes. Fields (after [1]): 1 - enstatite, 2 - enstatite-diopside, 3 - diopside, 4 - fassaite, 5 - salite, 6 - augite, 7 - subcalcium augite, 8 - ferrosalite, 9 - ferroaugite, 10 - subcalcium ferroaugite, 11 - gedenbergite, 12 - ferrogedenbergite, 13 - Mg pigeonite, 14 - pigeonite, 15 - Fe-pigeonite, 16 - hyperstene, 17 - ferrosilite.

Orthopyroxenes from the studied rocks correspond in chemical composition to enstatite with low content of wollastonite and ferrosilite minerals. Clinopyroxenes correspond to endiopside and diopside, the fraction of wollastonite mineral varies between 0.24 and 0.47 forming two groups of data points (Fig.2).

Thus, olivine is replaced by serpentine to a different degree, but its composition is quite constant, the forsterite mineral content is 0.88-0.93. Pyroxenes from peridotites and pyroxenites from the southern part of the Nurali massif are affected by secondary changes of various degrees; their composition varies from enstatite (orthopyroxene) to endiopside and diopside (clinopyroxene), which is typical for pyroxenes from rocks of the ophiolite assemblages. The presence of heterogeneous extinction and lamellae as traces of solid solution decomposition in peridotite pyroxenes indicates that the rocks underwent plastic deformations during their forming.

References

1. Dobreczov N.L., Kochkin Yu.N., Krivenko A.P., Kutolin V.A., Sobolev V.S. Porodoobrazuyushhie pirokseny` - Moskva: Nauka, 1971. - 454 s. (in Russian)
2. Savel'ev D.E., Snachyov V.I., Savel'eva E.N., Bazhin E.A. Geologiya, petrogeoximiya i xromitnosnost` gabbro-giperbazitovy'x massivov Yuzhnogo Urala - Ufa: DizajnPoligrafServis, 2008 - 320 s. (in Russian)
3. Snachyov A.V. Geologiya i usloviya nakopleniya uglerodisty'x otlozhenij Siraturskogo rudnogo polya // Vestnik AN RB, 2019, tom 32, № 3(95), s. 15-25 (in Russian)

KEY ASPECTS OF THE DEVELOPMENT OF REJECTING COMPLEX WITH DOWN THE HOLE HAMMER

A.E. Golovchenko, D.R. Vjal'shin, A.A. Rjabova

Scientific advisors - professor V.V. Neskoromnyh, assistant professor E.I. Fomina
Siberian Federal University, Krasnoyarsk, Russia

Rotary–percussion drilling with submersible pneumatic hammers is a method widely used in mining and geological exploration, at the same time being one of the most promising due to high speeds of drilling wells combined with durability and reliability used in the implementation of the method of construction. The destruction of rocks during the rotary–percussion drilling method is a complex multifactorial process and is mainly carried out with the help of the impact with the axial load and rotation frequency playing an auxiliary role, and the capacity being regulated by the pressure of the cleaning agent — compressed air or gas-liquid mixture. But at the same time, one of the main limiting factors of the practical implementation of the method is the lack of a commercially available rejecting complex capable of correcting the direction of the wells without reducing the mechanical drilling speed.

As a solution to this problem, a rejecting complex design is proposed on the basis of a down-the-hole (DTH) hammer that implements the transmission of eccentric impact impulses, ensuring the non-uniformity of the destruction of the bottomhole and thereby forming its curvature. In the case of the formation of an oriented bottomhole skew, the well trajectory may change its original direction. One of the main questions of the given rejecting complex design is the dependence of the skew angle of the bottomhole (and with it the intensity of the curvature of the well) on various parameters of the impact system, such as the magnitude of the eccentricity of the impact, the mass of the impactor, the distance from the point of application of the eccentric impact to the bottom.

Experimental studies on the dependence of the skew angle of the bottomhole on the eccentricity of the impact application were carried out at Siberian Federal University, the Department of Technology and Technical means of Exploration on a specially equipped stand, which allows simulating the transfer to the bottomhole of an eccentric shock pulse. The scheme of the stand is shown in Fig. 1.

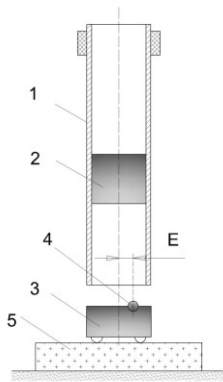


Fig. 1 Scheme of the stand for studying the process of rock destruction by eccentric impact impulses

The stand includes a guide tube 1 installed and fixed strictly vertically, impactor 2, bit 3 with ball 4 and a block of rock 5. Bit 3 is equipped with eight hard-alloy picks with spherical working surfaces of 5 mm radius being located along the perimeter of the bit end 3 with equal step. The impact pulse from the impactor 2 to the rock is transmitted through the ball 4, which allows to change the position of the ball 4 on the surface of the bit 3 to change the eccentricity of the impact application. The eccentricity value of the impact is set by placing the ball 4 in one of the specially made holes at the upper end of the bit. This solution ensures sufficient accuracy of the experimental work. Pipe 1 is a drill pipe with a diameter of Ø108 millimeters and a length of 3 meters.

The methodology of the experiment works as follows. Impactor 2 is installed in the upper part of the guide tube 1 at a certain distance from the bit and fixed by hanging on the thread. Then the impactor is released from fixation and moves under the action of its own gravity downward, impacting ball 4. The ball transfers the impact pulse to bit 3 with a certain amount of eccentricity, controlled by moving the ball through the holes located on the upper end of the bit. The bit located on the rock block, perceiving an eccentric impact impulse from the ball, causes its destruction by the effect of picks on the upper end of the rock block. At the end of the cycle of destruction in the block of rock, eight holes of destruction are formed.

It is noted that when a central impact is inflicted, the fracture holes are relatively of the same shape and size (Fig. 2), while when an eccentric impact is applied, the fracture holes are different: on the impacting side, the holes have a larger volume and area of destruction, while the reverse side of the hole is much smaller, up to their absence (Fig. 3).

This phenomenon can be explained from the standpoint of the inequality of normal stresses under the picks when an eccentric impact is applied: their maximum values are observed under the picks located on the side of the point of impact. The elongated shape of the fracture holes confirms the presence of tangential shear forces in the plane of the bottomhole.

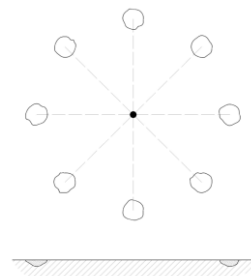


Fig. 2 – The shape of the hole destruction during the application of the central impact

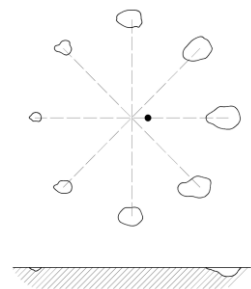


Fig. 3 – The shape of the hole destruction during the application of the eccentric impact

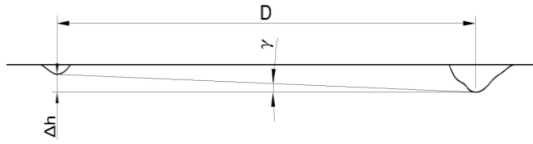


Fig. 4 Scheme explaining the formation of the skew of the bottomhole to the implementation of the destruction of rock by eccentric impact pulses

$$\gamma = \arctg \frac{\Delta h}{D}$$

where Δh – the difference of the depths of the holes of destruction; D – the distance between the holes, m.

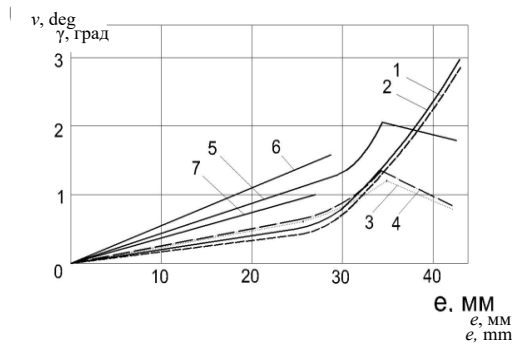


Fig. 5 – Experimental curves of the skew angle of the bottomhole from the eccentricity of the impact application: curve 1 – marble, impactor mass (m_y) 6.5 kg, impactor height (H_y) 12 cm, impactor dropping height (h_c) 2.9 m; 2 – marble, $h_c = 2m$, the remaining parameters are similar to those of curve 1; 3 – marble, $m_y = 3.5$ kg, $H_y = 7$ cm, $h_c = 2.9$ m; 4 – duralumin material, the parameters of the impact system are the same; 5, 7 – granite, the parameters of the impact system are the same; 6 – marble, the parameters of the impact system are the same.

implementation of self-orienting impactor 7 relative to the apsidal plane of the well. At the end of impactor 7, heel 9 is installed with the possibility of adjusting the rotation about the axis and center of gravity of impactor 7. To change the direction of the well, heel 9 is oriented by protrusion 11 with respect to the centrifugal center of gravity of the impactor at an orientation angle in such a way that the bit is hit from the side opposite to the direction of curvature. The intensity of the curvature is regulated by the magnitude of the protrusion eccentricity by replacing heel 9. Due to a point impact, a stress wave is transmitted to the bit, to the picks and the rock of the magnitude being determined by the radius, the value of which is equal to the distance of the pick from the point of impact. Thus, with a central impact under the picks remote from the center of the end of the bit at an equal distance, the stresses are equal, and with an eccentric impact under the same picks, the stresses are not equal and inversely proportional to the radii, which creates conditions for obtaining holes of different sizes and creates conditions for the curvature of the well. One of the key points of this design is the accuracy of the orientation of the impactor with a displaced center of mass in the apsidal plane. In the process of work, the moment of displacement, M_{cm} , acts on an impactor, orienting the impactor to a position in which the center of gravity takes place in the apsidal plane of the well and the friction moment M_{fr} , which prevents orientation. In [1], the option of reducing the friction moment of a pair of an impactor - the body of a DTH hammer by coating parts from solid porous metal with the aim of reducing M_{fr} was considered.

Using eccentric impact impulses is a new, promising mechanism for the destruction of rocks, which differs from the traditional one realized by impact impulses with zero eccentricity by the presence of tangential shear forces that affect the shape and size of the holes of destruction. At this stage of the development of drilling technology equipment, the production implementation of the mechanism for the destruction of rocks

Tangential impact forces lead to a change in shape, an increase in the size of fracture holes as well as provide separation from the bottomhole of a part of the rock mass, which has experienced a destructive effect, being separated by cracks, though still retained in the fracture holes by the internal bonds of the rock.

The difference in depth of two destruction holes opposite to the center of the bit located in the plane of the eccentric impact is the determining factor for the formation of the skew angle of the bottomhole (an explanatory diagram is shown in Fig. 4), the calculation of which is made by

The results of studies of the dependence of the skew angle of the bottomhole on the eccentricity of the impact application for various parameters of the impact system are presented in the form of a diagram on fig. 5. According to the dependences obtained with increasing eccentricity of the impact application to a certain value, the skew angle of the bottomhole increases linearly. Curves 3, 4, 5 gave a decrease in the skew angle of the bottomhole when the eccentricity of the impact application was more than 33 mm, which is probably due to the low height of the impactor, which in turn destabilized the impactor and bit at the moment of impact with a significantly oblique application of impact. Since the practical implementation of the directional drilling method requires the impact application eccentricity values to be obviously of no more than 25 mm, the law of changing the skew angle of the bottomhole depending on the eccentricity of the impact application can be considered linear.

In Figure 6 is a schematic diagram of the development of a DTH hummer for controlling the direction and curvature of a well by an eccentric application of impacts to the bit [1]. Impactor 7 is placed free landing in the housing 2 and is made with a displaced center of gravity of the cross section for the

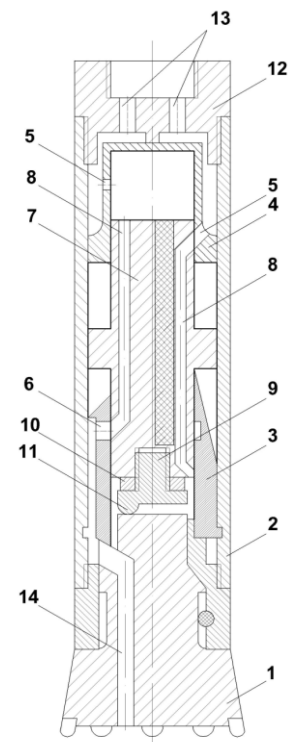


Fig. 6 – Schematic diagram of the design of the rejecting complex [1]

by eccentric impact pulses has not been made yet, as it requires more detailed study of all technical means. The existing level of the mechanism development is reflected in the RU patent for utility model No. 172743 "Device for directional rotary percussion drilling", RU patent for invention No. 2682824 "Drilling bit for rotary percussion drilling".

References

1. Patent No. 172743 RF. Neskoromnyh V.V., Golovchenko A.E. Ustrojstvo dlja napravlennogo udarno-vrashatel'nogo burenija (Device for directional percussion drilling). Opubl. 21.07.2017 Byul. N 21.

ORE MINING AND CHARACTERISTICS OF ORE ZONES OF DUSEMBAY DEPOSITS

E.O. Isabaev

Scientific advisor - assistant professor A.D. Mausymbaeva
Karaganda State Technical University, Karaganda, Kazakhstan

The area of the Dyusembay work site belongs to the Ulytau district - the Karaganda region and is located 20 km south of the village. Karsakpay and 120 km west of the regional center of Zhezkazgan (Republic of Kazakhstan).

According to the set of element complexes, the promising halo zones of the Dyusembay deposit can be divided into three groups. The 1st group of promising halo zones is characterized by increased contents in lead halos of 0.6%, zinc up to 2%, cadmium up to 2% and other elements and confined to rocks of the lower, second, fourth packs of the Zhilandysay Formation (PR2 g11, g12, g14.) : lower pack of the Kumolinskaya suite (PR2 km1); Koldybaishokinsky (PR2 kl) suite; Middle Proterozoic granite-gneisses and contact of rocks of Dusembay and Zhaunkar formations. The most intense halos of lead (0.6%), zinc (2%), cadmium (2%), silver (10 g / t) are promising halo zone No. 1, within the limits of which the lead-zinc ore deposit is discovered. All of the zones listed (Table 1) are classified as promising for the search for lead-zinc ores, although it does not exclude the possibility that mineralization of copper (zone No. 6,7,24), rare metals, silver, and iron can be discovered along separate halo zones (zone No. 8,11,11a) and other.

The 2-group of promising halo zones (Table 2) is characterized by high contents of copper (0.06%), molybdenum (0.0006-0.001%), arsenic (0.02-0.03%), silver (1-2.5 g / t), vanadium (0.01-0.85%) and rarely other elements, as well as confinement to graphite-quartz schists of the lower member of the Kumolin Formation (PR2 km1). These halo zones are part of the West Karsakpay copper stratiform metallogenic zone 130x2-10km in size, highlighted in case studies on topic 421 (1980-83). On this basis, halo zones No. 22 and 23 are promising for the search for copper ores. The studies clarified the location and contours of the halo zones. The 3rd group of promising halo zones (No. 18.19, 20.21, 26) are distinguished by increased contents in the halos of scandium, yttrium, strontium, beryllium, lithium, silver, and others. At the same time, the northern halo zones, confined to the deposits of the lower packs of the Kumolinsky and Zhilandysaysky suites (No. 20,21,26), are characterized by high contents of scandium (0.12-0.3%), yttrium (0.02-0.2%) , zirconium (0.06-0.08%), beryllium (up to 0.02%) and other elements. The high contents of rare and trace elements allowed these halo zones to be classified as promising for the search for rare-metal ores. It should be noted that for some rare elements (niobium, tantalum, and others), the samples were not analyzed, but they are most likely present. This is evidenced by the occurrence of tantalum and niobium, identified during shooting (Yu.A. Zaitsev, 1975) in the area of halo zone No. 8 [1].

Table 1

Promising halo zones

| № Perspective halo zones. | Length | Average width | Area | Productivity in m ² % | | | |
|---------------------------|--------|---------------|------|----------------------------------|-------|------|------------|
| | | | | Pb | Zn | Cu | Y(yttrium) |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| 1 | 6000 | 660 | 4 | 160991 | 24094 | 1255 | |
| 2 | 2500 | 2100 | 5,25 | 10765 | 5942 | | |
| 3a | 2500 | 240 | 0,6 | 23050 | | | |
| 3б | 1000 | 600 | 0,6 | | | | |
| 3в | 3000 | 330 | 1,0 | | | | |
| 4 | 1250 | 800 | 0,75 | | | | |
| 5 | 5000 | 480 | 2,4 | 9950 | 3138 | 1640 | |
| 6 | 13500 | 700 | 9,5 | 80629 | 11205 | 6662 | |
| 7 | 5000 | 600 | 3,0 | 12508 | 4282 | 2850 | |
| 8 | 8000 | 525 | 4,2 | 16515 | 20907 | 4210 | 5925 |
| 9 | 1500 | 730 | 1,1 | | | | |
| 10 | 1250 | 1200 | 1,5 | | | | |
| 11 | 4000 | 725 | 2,9 | 19867 | 8835 | 1350 | |
| 11a | 3250 | 370 | 1,2 | | | | |
| 12 | 1500 | 660 | 1,0 | | | | |
| 13 | 4000 | 575 | 2,3 | 5055-- | 4425 | | |
| 22 | 7000 | 1000 | 7,1 | | | | 35425 |
| 23 | 6000 | 850 | 5,1 | | - | - | 14300 |
| 24 | 2000 | 750 | 1,5 | | - | - | 10750 |
| 25 | 2000 | 750 | 1,5 | | - | - | - |
| Total | 70,5 | | | | | | |

Table 2

2 group of promising halo zones

| No. of groups | No. of zones | Confined areas to lithological-stratigraphic complexes | Total area in sq km | Prospects to ores |
|---------------|--------------|--|---------------------|---|
| | 1,5,12 | The lower pack of conglomerates and porphyroids (PR ₂ gl ¹) | 7,4 | Lead zinc |
| 1 | 2,10, 13,14 | The second pack of porphyroids and feldspar schists (PR ₂ gl ²) | 10,15 | - |
| 1 | 16,17 | The fourth pack of porphyroids in (PR ₂ gl ⁴) | 2,5 | - |
| 1 | 6,7,24 | Lower pack of the Kumolinskaya suite (PR ₂ km ¹) | 14,0 | Lead zinc, possibly copper |
| 1 | 8,11,1 la | Sericite-chlorite-feldspar, quartzite slate (PR ₂ km) | 8,3 | Lead-zinc, possibly iron ore and rare metal |
| 1 | 3a,36, 3b,4 | Contact rocks PR ₂ ds and PR ₂ gn | 2,95 | Lead zinc |
| 2 | 22,23 | Lower pack of the Kumolinskaya suite (PR ₂ km ¹) | 12,2 | - |
| 3 | 18,19 | The third pack of porphyroids PR ₂ gl ³ | 4,9 | - |
| 3 | 21,26 | Lower pack of the Kumolinskaya suite (PR ₂ km ¹) | 4,3 | - |

Mineralization at the Dyusembay deposit is confined to packs of siliceous-graphite schists and graphite-containing quartzites, phyllites of the lower reaches of the Zhilandysay and Zhaunkar formations [1]. The highest concentrations of lead (9.85%), zinc (5.37%), silver (28.0 g / t) and cadmium (0.1%) in the wells are confined mainly to graphite quartzites and lower pack phyllites (PR₂ gl) of the Zhilandysai Formation.

In order to assess the depth within the halo zone No. 1, 10 ditches were drilled and 8 exploratory wells were drilled in the period 1989-96 and in 2015-17, 28 wells. Mineralization was traced over 4.5 km, mainly by wells located at a distance of 400-1000 m along the strike of the zone. The distance in the profiles is 100-200 m. The sections opened by wells have a complex structure, and the linking of lithological differences is very difficult. It is characteristic that in D-2, 3, 4, 5 wells drilled to depths of 200-350 m, porphyroids are not found, which are widely described in the stratigraphic section, as the second from the bottom is a pack of rocks of the Zhilandysay Formation (a pack of porphyroids, feldspar schists) and the thickness of the Zhaunkar porphyroids suites. The sections are approximately the same and consist of the following horizons (from top to bottom):

- in the beginning, at shallow depths, intensively weathered graphite quartzites, sericite-chlorite schists are observed, and in some wells (D-3,7) conglomerates, conglomerate schists;
- sericite-chlorite quartzites, graphite quartzites, sericite-chlorite schists, conglomerate schists (in well D-5 - biotite gneiss-hornfels);
- intercalation of sericite quartzites and graphite quartzites with thin horizons of graphite phyllites or graphite phyllites with small horizons of quartzites; horizons of sericite-chlorite schists and chlorite schists are found.

Conclusions

From the standpoint of modern requirements for conducting exploration work by stages, the degree of exploration of the field today corresponds to the stage of preliminary exploration. By the complexity of the geological structure, the field can be assigned to the 2nd group for exploration purposes.

References

1. Zaitsev Yu.A. Explanatory note to the geological map of the Karsakpay ore district, scale 1:50 000, 1970

MACHINE LEARNING ALGORITHM FOR FORMATION PROPERTIES PREDICTION BASED ON WELL LOG DATA

I.S. Kanaev

Scientific advisor - associate professor O.S. Chernova
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia
LLC «Tumen petroleum research center»

The evolution of the petroleum industry in theoretical and practical fields has led to an increase of the amount of used information. The correct analyze of such information volume is sufficiently difficult task. The inventions of new methods and new equipment stimulates the industry to use more automated digital methods of data analysis. This type of methods includes machine learning methods.

Neural network models predict the formation properties such as porosity and permeability in several research papers. In statement [4] neural network is used to determine water saturation and for porosity calculation. The fully connected back propagation network with one hidden layers is used to analyze data of four well logs: caliper log, sonic log, neutron and density logs. The correlation coefficient between real value of porosity and predicted is 0.82.

Another example of neural network implication for that task presented in statement [3]. The network with two hidden layers is meant to be used for porosity prediction. The input data contains: gamma ray, resistivity (lateral log deep), density log, neutron porosity log, photo-electric factor and acoustic log. The total error is 0.012.

The permeability calculation from well log data is performed in [4]. Such logs as gamma ray log, neutron log, density log are used. The object of study is Utah field in Uinta basin. The correctness of predicted data is confirmed by the correlation with measured core permeability with $R^2=0.977$.

In scientific research [4] neural model is used for permeability prediction by well logging data analyze. Four types of logs are used: acoustic, density, neutron and resistivity log. The multilayered perceptron model with one hidden layer is used. The sufficient correlation between measured core value and predicted permeability is reached ($R^2=0.83$).

In current article the object of interest is BV10 layer of Samotlorskoe field. Samotlorskoe field is a unique oil and gas field, also it is the largest oil field in Russia. For analyze 47 wells with core data are obtained. The raw data contain self-potential log, gamma ray log, induction log (induction log deep), resistivity lateral logging (four sondes with different depth of invasion).

In this research, the fully connected back propagation neural network is used. The net has three hidden layers. Input layer consist of 40 neurons in case of using sliding window method for forming an input signal. The window size is five depth point in which logging data was recorded. First hidden layer contain 20 neurons, next layer 12 and the last hidden layer has 10 neurons. In the end output layer consists of two neurons- one for porosity prediction and one for permeability. In all layers exclude the last hidden one Relu activation function is used. Sigmoidal activation function is used in output layer.

In raw data there are some problems: noises and abnormal high values (Fig.1), different logs variation in wells. The unbalanced input data was normalized by standard score calculation. The problem of various log representativity in wells was solved by forming a combined data set of 47 wells with core data that have the same array of logs.

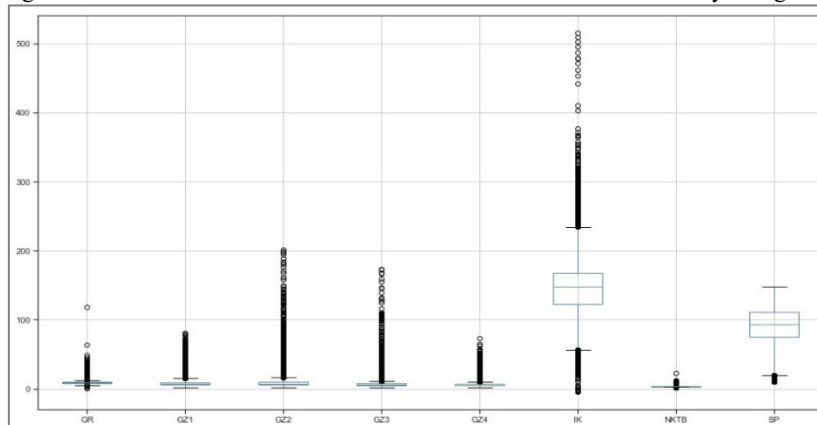


Fig.1 Box plot for used logs

To confirm that porosity and permeability do not have any strong dependence from any analyzed log data the correlation matrix was calculated (Fig. 2). Predictably data of neutron and self-potential logs shows the strongest connection with porosity value since these logs can be used to calculate the porosity. However, the correlation coefficient is less than 0,5 and the dependence is weak. The permeability value has non-linear relation with all analyzed log-data, because there is no log that can measure the permeability.

The input data was split in proportion 70% for learning and 30% for testing. For visualization of predicted results, all data from well 2Z was added for testing. The final results of porosity and permeability prediction for well 2Z is shown in figure 3. In general, the mean absolute error for porosity determination is 0,02 and 2,2 md for permeability value.

The predicted porosity and permeability values in well 2Z shows sufficient correspondence with measured core values. Unfortunately, core properties are mostly measured in pay zones and there is a little information about shale and tightsand porosity and permeability. Despite the fact that the neural network does not have enough examples of shale and tightsand properties for learning process it correctly predicts low values for that zones.

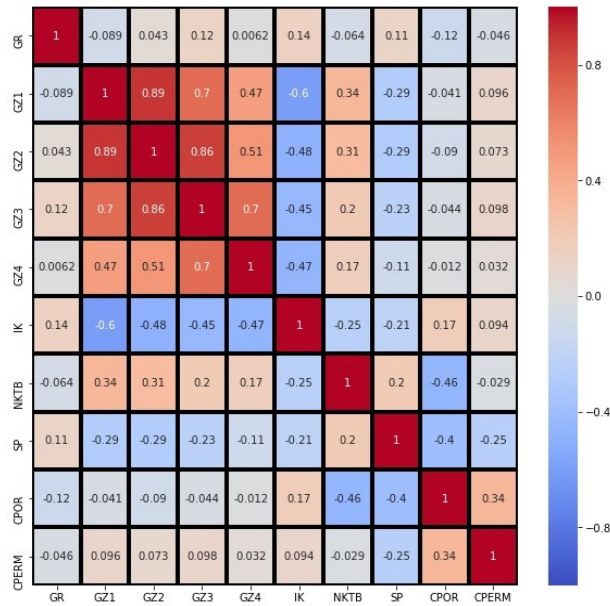


Fig.2 Correlation matrix for analyzed data

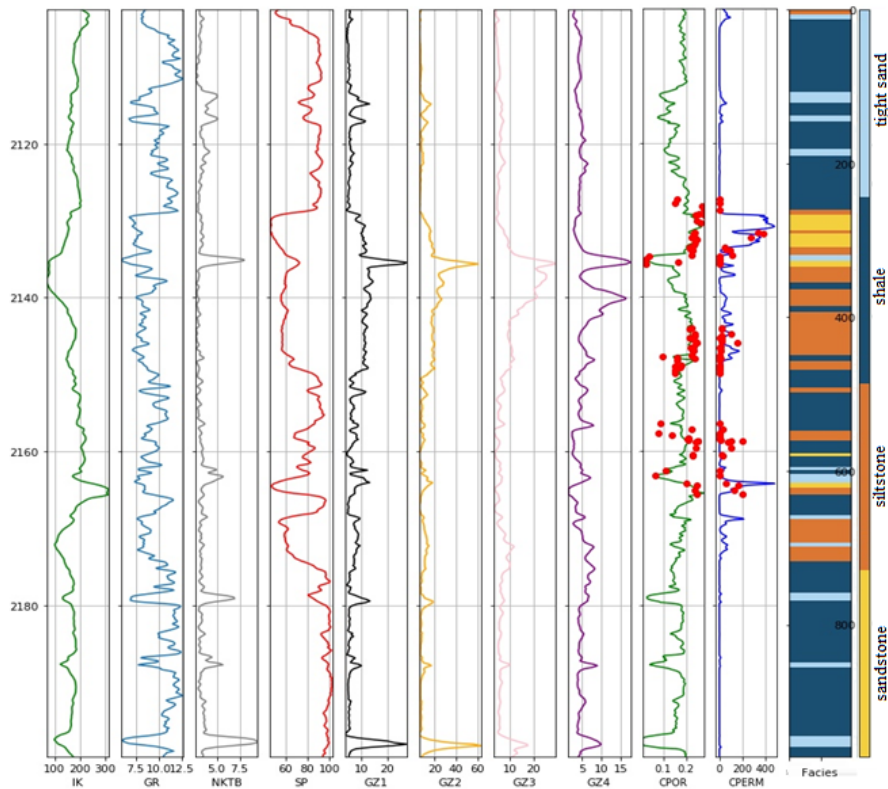


Fig.3 Prediction of porosity and permeability for well 2Z

References

1. Bagheripour P. Committee neural network model for rock permeability prediction// Journal of Applied Geophysic. 2014. P.1-25.
2. Hammada G. Artificial neural network(ANN) prediction of porosity and water saturation of shaly sandstone reservoir// Advances in Applied Science Research. 2018. Vol 9(2). P. 26-31
3. Mahmudi S., Mahmudi A. Water saturation and porosity prediction using back-propagation artificial neural network(BPANN) from well log data// Journal of engineering and technology 2014. Vol5(2). P.18
4. Singh S. Permeability prediction using artificial neural network (ANN): a case study of Uinta basin// SPE annual technical conference and exhibition. 2005. P. 1-8.

PALEOFACIAL RECONSTRUCTIONS FOR THE PURPOSE OF ALLOCATION OF OIL AND GAS BEARING SITES (ON THE EXAMPLE OF THE PRIPYAT OIL AND GAS REGION)

I.V. Kireev

Scientific advisor - assistant professor T.A. Melezh
Gomel State University, Gomel, Belarus

The research was conducted in the Gomel region of the Republic of Belarus. In "Pripyat trough", Vishanskoye oil and gas field. The research was carried out by analyzing core material from wells in the Pripyat trough. Oil-prospective areas were considered.

Tonezh layers with consent lie on deposits of the Kuzmichev age. The section is composed of limestones with varying degrees of dolomitized light gray, gray, fine-grained and fine - grained, massive, strong, sometimes layered, stylolitized, with numerous inclusions of fauna, turning into Dolomites gray, fine-grained, with relict organogenic-algae texture, strong, fractured, cavernous, with inclusions of white anhydrite of irregular shape (up to 3 cm in size), with scattered minute pyrite crystals. The size of cracks up to 1-2 mm. The cavern diameters vary from 0.5-1 cm to 1.5-2 cm. Rare layers are marked with marls of greenish-gray, massive, with an angle of layering close to the horizontal. On the pores, caverns and cracks of carbonates, black oil effusions. Tunisia layers uncovered eighty-one wells. The maximum thickness of deposits reaches 102 m in the Northern part of the South Vishan block. here, their maximum values are confined to the Prirazlomnaya zone, decreasing as they move away from it. In block II, the opposite situation is true: as you move away from the zone where there are no inter-salt deposits, the thicknesses increase. In block I, the thicknesses vary between 42.8-70.4 m. on average, the thickness of the tonezh layers is 50-70 m.

Treklyanska layers deposited on the consent teniskih the deposits recovered eighty two wells. The lower limit is set for Dolomites gray, dark gray, clay areas, massive, strong, weakly cracked, cavernous areas, small-pore, with single inclusions of anhydrite, with charred plant remains. Caverns are rare, up to 2 cm, open, partially healed with salt. An important reference point in this case can sometimes serve as a layer of anhydrite with a capacity of up to several meters, which can be traced 20-30 m above the specified border.

The rest of the section is represented by algal Dolomites brownish-gray, dark gray, with areas of with areas of metasomatic replacement of dolomite with calcite, with nests of anhydrite, calcite, pyrite, and porous-cavernous. Caverns ranging in size from a few mm to 2 cm, usually encrusted to varying degrees with large-medium-sized dolomite. The recrystallization pores are hollow, as well as healed with anhydrite secondary crystalline calcite, of various shapes, well communicating with each other. Among the Dolomites, layers of limestone are light gray, micro-grained, massive, to varying degrees dolomitized, dense, and strong, in which rare micro-caverns are confined to the zones of stylolitization. In some wells, the upper part of the section is represented by light-gray anhydrites with rare lenticular inclusions of dolomite, dense, strong, and slightly cracked in some areas. The layers of anhydrite are especially clearly distinguished in the lowered wings of local structures, one of which is Visherskoe m-E. The maximum thickness of the tremlyansk deposits reaches 60.4 m in the extreme Northern part of the South-Vishan block, in General, the maximum thickness of deposits in this block is more than 30 m. in blocks I and II, the thickness of deposits rarely exceeds 30 m, averaging 23-27 m.

The vishan layers are usually deposited on deposits of the tremlian age. They are represented by light-gray, brownish-gray Dolomites with breccia-like organogenic-algal (oncolith) texture, unevenly recrystallized, calcareous, anhydrous, micro-grained, porous-small-cavernous, fractured, porous and cavernous (micropores and caverns of black oil effusions); organogenic-algal limestones, oncolithic, gray, fine-crystalline layers, dolomitized areas, weakly fractured, massive, with anhydrite layers, with rare effusions of dark brown, almost black oil. Eighty-five wells have opened up the Vishnu strata. The maximum thickness of deposits is confined to the South Vishan block, varying from 7.5 m to 19 m. in block II, the thickness of deposits in only two wells exceeds 15 m, in most wells it is no more than 10 m. in block I, the thickness of deposits does not exceed 8 m. In General, the thickness of the vishan layers varies from 1.9 m to 19 m.

The Yelets horizon is located in accordance with the underlying sediments of the Zadonsky horizon as part of the Turov and Drozdov layers. The upper part of the inter-salt layer belongs to the Yeletsky horizon. In the early Soviet period, the Pripyat depression experienced intense sinking, which resulted in the spread of relatively deep-water sedimentation conditions from the center of the depression towards its Western and Northern regions. This led to a shift in the North direction of the zones of formation of organogenic structures. Shallow-deep-water facies containing benthic fauna and algae complexes were formed on the territory of the Vishnu field. The Yelets deposits are composed of fine-grained Dolomites, limestones, and limestone-dolomite marls. The thickness of the horizon generally does not exceed 100 m, and only in five wells is more than 100 m. one hundred and seven wells Open this horizon.

According to the results of the completed complex of lithological-facies studies, the following conclusions can be drawn:

1. Reservoir rocks of the Zadonsky age, confined mainly to organogenic-algal differences, were formed in more favorable conditions (tidal conditions, sea shallow water). However, frequent changes in the hydrodynamic environment of sedimentation did not allow the formation of a powerful riphogenic structure typical for sediments of the Zadonsky age of large deposits in the Northern part of the Pripyat trough. Also, it should be noted rather negative role of secondary processes (secondary dolomitization of the second generation, sulfatization, etc.) in the formation of the reservoir space of rocks of this age.

2. Rocks of Yelets age as of Zadonsk, characterized by confinement to the development of organogenic algal differences related to facies of organogenic algal buildings, received the local distribution within the Eastern and Western blocs Vishan field. It is also worth noting the reduction of the negative impact of secondary processes (sulfatization, secondary dolomitization of the second generation) on the void space. At the same time, there is an increase in the proportion of insoluble residue due to an increase in the clay content of the section associated with regional immersion of the territory.

Also, rocks of organogenic construction of Turov and Drozdov age are characterized by a decrease in lithological variability in the section. There is an increase in the proportion of breccia-like rocks due to inclusions of intraclasts of denser differences of different dimensions. Deposits of organogenic construction of the Drozdov age are characterized mainly by a complex type of reservoir – pore-cavern-crack, whereas in the Zadonsk age the main type of reservoir space is pore – cavern and cavern-pore.

References

1. Bakirov A. A. Litologo-facial'ny'j i formacionny'j analiz pri poiskax i razvedke skoplenij nefiti i gaza : uchebnoe posobie dlya vuzov / A. A. Bakirov , A. K. Mal'ceva. - Moskva: Nedra, 1985 (in Russian)
2. Metodika opredeleniya kolektorskix svojstv gornyx porod po rezul'tatam analiza kerna i gidrodinamicheskix dannyx / Vsesoyuzny'j neftegazovy'j nauchno-issledovatel'skij institut. - Moskva: Nedra, 1975 (in Russian)

SYSTEM ENGINEERING AS A TOOL FOR THE IMPLEMENTATION OF ENGINEERING PROJECTS

D.D. Kundich, D.V. Kazak

Scientific advisor - associate professor A.F. Mozhchil
National Research Tomsk Polytechnic University Tomsk, Russia

Several definitions of system engineering were found, some of them are listed below:

1. System engineering is a management technology that includes the organization, application and provision of scientific and other forms of knowledge that ensure customer satisfaction. [4]
2. System engineering is a creative process through which products, services or systems that are supposed to meet the needs of a client are conceptualized, agreed or defined, and ultimately developed. [1]
3. System engineering is a discipline with high potential, requiring multidisciplinary knowledge and allowing to aggregate a variety of system elements. [3]
4. System engineering - an interdisciplinary approach that ensures the implementation of successful systems. Successful systems must meet the needs of customers, users, and other stakeholders. [2]

Definition No. 4 is the most suitable of all of the above, since in systems engineering - an interdisciplinary approach, it combines knowledge in several areas simultaneously; international experience shows that the product obtained using SI is successful in the market.

In order to implement a successful system, a system engineer supports a number of life cycle processes that begin at the early stages of conceptual design and continue throughout the entire life cycle of the system through its production, development and deployment.

System life cycle. System engineering is a creative process through which products, services or systems satisfy the needs and requirements of customers; These requirements and needs are conceptualized or detailed, or defined, and ultimately developed and created. [1]

Life cycle is a representation of the sequence of states of existence of a product and the processes of transition between them from the emergence of an idea to realization in life. Each process has its own life cycle; a process is a combination of one or more actions whose goal is to achieve a goal. In systems engineering, this goal contributes to the implementation of the strategic plan. To be interesting, a process must have at least one “input” and one “output”, and each activity in the process contains more than one action, and depends on some other action in the same process. The process is an element of the enterprise, and the enterprise itself is the process itself. Each enterprise can be considered as a system, then it has a life cycle. [1]

Life cycles model organizational behavior; behavior is characterized by products that can be stacked into manageability stages. Each stage is usually characterized by one or more main products that appear in the process. [3]

There is no single life cycle model that is accepted around the world and is suitable for any situation. However, there are a number of stages in creating the life cycle of a system.

Requirements engineering. A requirement is an approval with a specific structure and corresponding to certain rules. Requirements for a product or service form a need, expressed by a person or a group of persons, on which it will have a positive or negative impact. [2]

Requirements are ambiguous and inaccurate, but nevertheless they are the most accurate representations of actual needs, and should be considered as the standard by which the finished product or service will be evaluated or measured. Specifications - an engineering product, and is the criterion for the end, and not the beginning of the life cycle. This is a valid life cycle; it sets four steps in the process of identifying requirements and only then converts them into a specification.

1. Identification of requirements;
2. Classification;
3. Analysis;
4. Prototyping;
5. Documentation and specification requirements.

An initial list of requirements can be created using a team approach or by interviewing stakeholders and discussing their needs. In this case, the starting point of the requirements of the engineering process is the process of collecting information, which includes a number of people in order to provide consideration of a wide range of potential ideas and problems. When identifying requirements, it is necessary to answer the following questions:

- Who is the potential consumer? What are they doing?

- What is currently available? What's new? What's up?
- What are the boundary conditions? (determined by the customer and determines the range of information collection)
- What kind of work should the developer do?

The second stage is an organization to identify requirements. At this stage, there is no change in requirements, but just a simple classification and categorization.

The third stage - the analysis of requirements - refers to their change: the transformation takes place if the engineer makes a number of changes to the requirements that were not received from the stakeholders. For example, adding parts is a change in requirements.

The fourth stage is the development of the prototype, the synthesis stage, in which some part of the problem is developed to a certain level of completion. Thus, poorly understood requirements can be verified and possibly strengthened, corrected or refined. Such activity is usually carried out to prove the concept and serves to obtain feedback from both stakeholders and engineers.

The fifth stage is the presentation of requirements as a finished product to stakeholders. A list of requirements or some equivalent document format is compiled, these collected requirements are then converted into a specification. [1]

SI application. A new generation air transport system. Air Traffic Management ATO is responsible for ensuring aircraft navigation in the US National Airspace system; The organization uses a five-tier architecture. Each plane passes through different stages, and possibly through different zones of this architecture, from takeoff to landing at another airport. However, this architecture is fragmented and in connection with this a large number of questions arise: Is the flight path of the aircraft optimized? Can the flight path change from one zone to another? Etc.

The organization's goal is to provide the safest and most efficient aerospace system in the world. To this end, the NextGen project aims to strengthen US leadership in the field of air transportation.

In terms of the implementation of the NextGen project, the following issues were discussed:

- Performance;
- Company policy;
- Staffing;
- Security;
- Environmental planning.

It is possible to solve problems in the following way: in order to ensure security, develop company policy and technical progress, it is necessary to achieve inter-agency cooperation. However, the main part of the problem is the integration of new technologies into outdated systems: airplanes, airports.

To fulfill this goal, a number of requirements were defined: network access to information; services and operations arising from the needs of practical activities; taking weather into account when making a decision; multi-level adaptive protection; location, navigation and synchronization services; actions based on the trajectory of the aircraft; equivalent visual operations and ultra-high density of arrival and departure.

Verification and validation of project results is the main problem, since traditional methods of validation and verification are designed to test an isolated system, and NextGen is not one of them, therefore, changes in human and technical resources are necessary to effectively solve this problem.

As mentioned above, the current practice of validation validation in system engineering is focused on individual isolated systems, and not on many interconnected ones.

Conclusion. All the above examples show how much more efficient the system becomes when using system engineering in the development process.

All models and systems engineering processes are organized around the life cycle concept. Although the detailed representations, implementation, and terminology used to formulate the SI life cycle differ among different stakeholders and customers, they all have common elements, for example, the stages of system development: analysis, development, production, deployment, operation and support.

A properly designed life cycle of the system increases the efficiency of work, because at the stage of developing the concept of the life cycle, work is carried out to determine the strategic goals of the system and interact with stakeholders to identify their needs. Needs - this is an expectation expressed from a certain point of view. One need can meet several requirements. Requirements are obtained as a result of working with needs, such work, depending on the point of view, is called requirements analysis or business analysis. A requirement is a statement with a certain structure and corresponding to certain rules, the rules for formulating requirements are given in the above chapter. In the context of verification and validation, this means the following:

If the requirement is presented to the system and affects the design and implementation of the system, then there must be the ability to establish the compliance of the system with the requirement (that is, there must be the ability to verify the system);

The requirement for the system should be such that it is possible to check whether the system satisfies the need on the basis of which the requirement is created (that is, it must be possible to validate the system).

References

1. Sage A. P., Rouse W. B. Handbook of systems engineering and management. – John Wiley & Sons, 2014.
2. Kosyakov A., William N. Sweet, Samuel J. Seymour, Stephen M. Beamer System Engineering practice and principles.
3. Guide to the Systems Engineering Body of Knowledge (SEBoK), el. resource:
[https://www.sebokwiki.org/wiki/Guide_to_the_Systems_Engineering_Body_of_Knowledge_\(SEBoK\)](https://www.sebokwiki.org/wiki/Guide_to_the_Systems_Engineering_Body_of_Knowledge_(SEBoK))

CHARACTERIZATION OF ORGANIC MATTER IN THE ROCKS OF THE DMITRIEVSKOE OIL SHALE DEPOSIT USING ROCK-EVAL PYROLYSIS

L.M. Laukhin

Scientific advisors - professor I.V. Goncharov, associate professor L.M. Bolsunovskaya
National research Tomsk polytechnic university, Tomsk, Russia

The issue of research of organic matter in rocks takes an important place in organic geochemistry. According to the organic theory of petroleum origin the rocks enriched organic matter and achieved a necessary maturity could generate oil and gas in geological past. Oil shales are one of such rock types.

The Rock-Eval pyrolysis method, proved itself and widely used, enables the researcher to evaluate the maturity degree, quality and quantity of organic matter in a rock. In the process of this method pyrolysis of the organic matter in rocks is realized with programmed heating in an inert atmosphere with the detection of degradation products of organic matter [2]. Parameter characterizing the maturity of organic matter is temperature T_{max} .

The quality of organic matter is characterized by the hydrogen (HI) and oxygen (OI) indices parameters, and its quantity is characterized by the content of total organic carbon (TOC). In turn, the fraction of mineral carbon is characterized by the MINC parameter.

Objects of study are rock samples from the Dmitrievskoe deposit. Administratively, it is located near the village of Dmitrievka, Barzas district, Berezovsky town, Kemerovo region. Geographically, the deposit belongs to the right bank of the Barzass River, between its tributaries Pereboy and Topka.

The deposit is an oil shale formation that comes out to the surface. It can be traced at a distance of about 5 km from the village of Odinochniy in the north to the village of Dmitrievka in the south and monoclinally falls to the southwest at an angle of 20–25 °.

According to [1], the shale formation is a package of layers with a total thickness of 35 to 55 m. From the south to the north, the total thickness gradually decreases, but the thickness of organic carbon-poor rock layers lying between individual layers of oil shales increases. Maximum thickness (up to 55 m) has found out in the middle part of the deposit namely about 1,5–2,0 km from the village of Dmitrievka. To the south-east, on the Chernushka river, the thickness of the oil shale deposit decreases to 38 m, and to the north-west, on the Trudnoy river, it decreases to 40 m.

The Dmitrievskoe deposit rocks are carbonated from homogeneous to fissile from gray-brown to dark-brown marls. They have single inclusions and fine dispersion of carbonized plant detritus, single remains of psilophytes stems. Carbonatization is presented as an incrustation of brownish-white and grayish-white calcite. Fibres of bitumen. Conchoidal fracture.

The oil shale layers belong to the Dmitrievka-Pereboy formation, which has a rather uncertain stratigraphic position. It is underlied by the Early-Middle Devonian sediments of the Krasnogorsk formation and is transgressively overlid by sediments of the Upper Devonian. According to the results of research Gutak Ya.M. [1] relates the formation to the Middle Devonian.

Based on the data obtained from the pyrolysis results the geological and geochemical section of the Dmitrievskoe deposit has constructed (Fig.). Different organic carbon content has allowed to divide Dmitrievka-Pereboy formation into five layers: 0,3–1,5 % – layer I; 4,0–7,8 % – layer II; 3,5–6,0 % – layer III; 6,0–8,1 % – layer IV; 0,5–4,3 % – layer V. The thickness of layers enriched by organic matter is about 22,5 м (layer II), 11,0 м (layer III) и 13,5 м (layer IV). For them, the values of the hydrogen index vary from 670 to 700 mg HC / g TOC (layer II), from 530 to 600 mg HC / g TOC (layers III), from 500 to 700 mg HC / g TOC (layer IV), and the values of the oxygen index are from 30 to 40 mg CO₂ / g TOC, which indicates their high current oil and gas generation potential and the reducing conditions of the organic matter accumulation in the geological past.

The similar potential of rocks for sufficiently ancient Devonian sediments is explained by the fact that the Dmitrievskoye deposit is located on the northeastern outskirts of the Kuznetsk depression, and therefore it experienced a relatively smaller downwarping of the territory in comparison with the central parts of the depression.

As a result, sediment downwarping occurred in environments with relatively lower temperature and pressure. Given such potential of rocks and a temperature T_{max} exceeding 430 °C, we can conclude that the organic matter has reached the necessary maturity and entered the initial stage of the oil generation process.

The mineral carbon content for layers II, III, IV is not more than 6 %, which is typical for marly rocks. Moreover, MINC values exceeding 6 % already indicate the presence of carbonate rocks (layers I and V).

It should be noted that sampling was realized discretely and with an uneven increment since it was carried out from pits located at different distances from each other. In addition, each sampling point is characterized by a small number of samples.

Therefore, the boundaries of the distinguished layers and the obtained limits of changes of geochemical parameters need further refinement. However, for preliminary characterization of the organic matter in the rocks of the Dmitrievskoe deposit, this is quite enough.

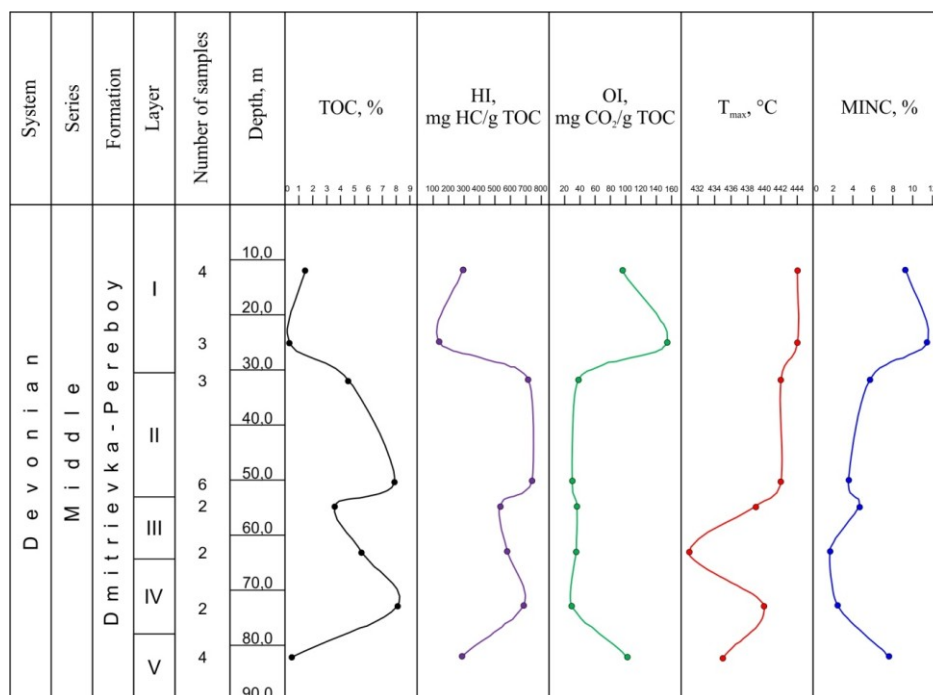


Fig. The geological and geochemical section of the Dmitrievskoe deposit

References

1. Espitalie J., Laporte J. L., Madec M. and other. Méthode rapide de caractérisation des roches mères, de leur potentiel pétrolier et de leur degré d'évolution // Rev. Inst. Fr. Pét. – 1977. – Vol. 32. – No 1. – pp. 23 – 42.
2. Gutak Ya.M., Antonova V.A. Korrelyatsiya sredne-verxnedevonskix otlozhenij severa Kuzbassa i Tom'-Koly'vanskoj oblasti // Geosferny'e issledovaniya. – 2017. – № 2. – S. 68 – 76 (in Russian)
3. Patrakov Yu.F., Kuznecova L.V., Anfyorov B.A. Dmitrievskoe mestorozhdenie goryuchix slancev Kuzbassa – perspektivy kompleksnogo osvoeniya // Vestnik KuzGTU. – 2016. – № 4. – S. 33 – 43 (in Russian).

QUANTUM-CHEMICAL CALCULATIONS OF THE THERMODYNAMIC PROPERTIES OF N-PARAFFINS HYDROCRACKING REACTIONS

E.N. Mauzhigunova

Scientific advisor associate professor N.S. Belinskaya

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Every year the share of heavy and high-sulfur oils in the total volume of oil produced increases. Due to the peculiarities of climatic conditions and geographical location, the production of winter and Arctic brands of diesel fuel with corresponding low-temperature and environmental characteristics is of particular importance for Russia [2].

Long-chain paraffins of normal structure (C₁₂-C₂₇) have a significant influence on the low-temperature properties of diesel fuel. The main characteristics of the low-temperature properties of paraffins are: the cold filter plugging point, the freezing point and cloud point. The solidification temperature of long-chain n-paraffins varies from -10 °C for n-dodecane (n-C₁₂H₂₆) to +60 °C for n-heptacosane (n-C₂₇H₅₆).

In oil refining, the solution of problems to increase the yield, composition and quality of the obtained products, depending on the composition of raw materials and technological conditions of the process, is carried out using mathematical models that are developed on the basis of the physical and chemical regularities of the studied processes [5].

Currently, in order to conduct research on hydroprocesses, models based on grouping of components by fractions have been developed [4], as well as more detailed models based on combining reactants by groups: paraffins, naphthenes, and aromatic hydrocarbons [3]. However, these models do not take into account the distribution of n-paraffins and their reactivity in the target hydrocracking reaction.

To predict the low-temperature properties of the obtained diesel fuels, it is necessary to determine the number of long-chain n-paraffins in their composition. It is also established that n-paraffins in hydrocracking reactions have different reactivity [1]. In addition, during the hydrocracking reaction of n-paraffins, there is a different probability of breaking the bond in a particular position in the molecule, which also affects the yield and the ratio of the obtained products (gas, naphtha and diesel fraction, unconverted residue).

In this paper, the functional dependence of the Gibbs energy change in the course of hydrocracking reactions of n-paraffins when the bond is broken at different positions in the molecule is determined. The results obtained are shown in figures 1,2.

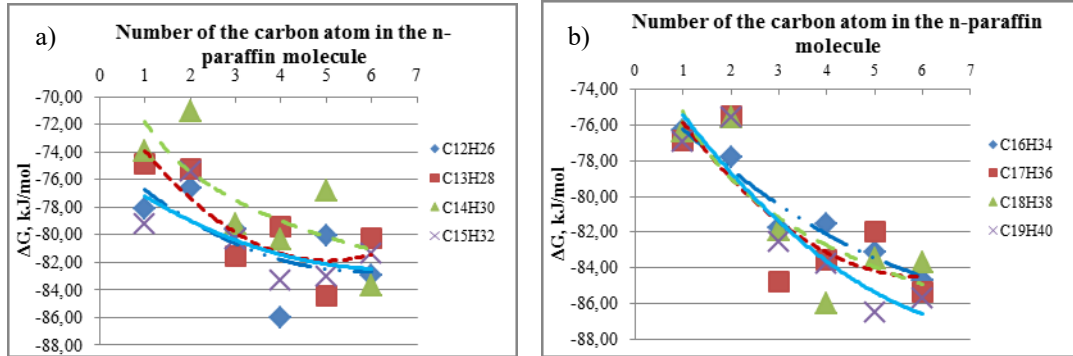


Fig. 1 Function of the Gibbs energy change during the hydrocracking reaction of n-paraffins a) $C_{12} - C_{15}$, b) $C_{16} - C_{19}$ when the bond is broken in different positions

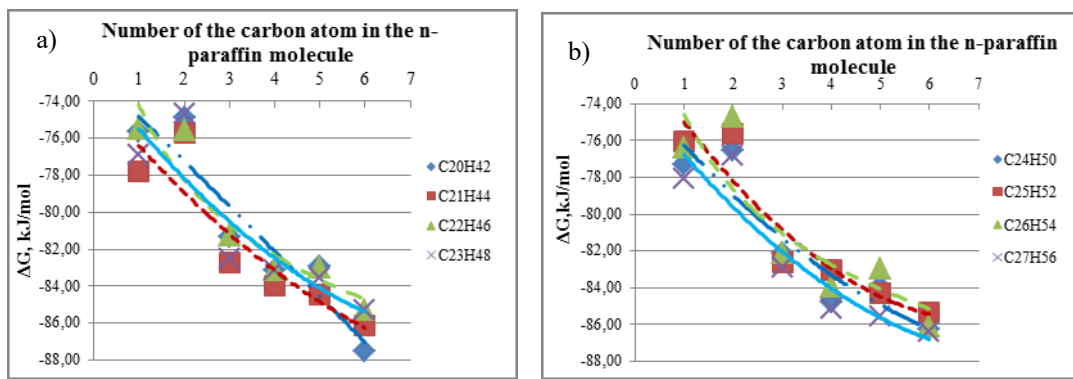


Fig. 2 Function of the Gibbs energy change during the hydrocracking reaction of n-paraffins a) $C_{20} - C_{23}$, b) $C_{24} - C_{27}$ when the bond is broken in different positions

Based on the results presented, it can be concluded that with an increase in the number of atoms in the paraffin molecule, an increase in the reactivity of paraffins is observed. Quantitatively, reactivity of n-paraffins in hydrocracking reaction is added to the model through the matrix of bond breakage in different positions in the molecule. Table 1 shows a fragment of the matrix of the thermodynamic probability of breaking the bond in the hydrocracking reaction at different positions of the bond in the n-paraffin molecule.

Table 1

Matrix of probability of bond breakage in different position in n-paraffin molecule in hydrocracking reaction

| № carbon atom (the position of a disconnection) | $C_{12}H_{26}$ | $C_{13}H_{28}$ | $C_{14}H_{30}$ | $C_{15}H_{32}$ | C_iH_{i+2} $i = 16 \div 26$ | $C_{27}H_{56}$ |
|--|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------------------------|----------------|
| 1 | 0,087 | 0,085 | 0,083 | 0,086 | ... | 0,082 |
| 2 | 0,089 | 0,088 | 0,088 | 0,088 | | 0,084 |
| 3 | 0,091 | 0,090 | 0,091 | 0,089 | | 0,087 |
| 4 | 0,093 | 0,092 | 0,092 | 0,091 | | 0,089 |
| 5 | 0,093 | 0,093 | 0,094 | 0,092 | | 0,090 |
| 6 | 0,094 | 0,094 | 0,094 | 0,093 | | 0,092 |
| 7 | - | - | 0,094 | 0,093 | | 0,093 |
| 8 | - | - | - | - | | 0,094 |
| ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... |
| 14 | - | - | - | - | - | 0,097 |

As a result of the study, the reactivity of n-paraffins was studied, which is proportional to the number of carbon atoms in the n-paraffin molecule. The probability of breaking bonds in different positions in the molecule during hydrocracking of n-paraffins was estimated. Based on the results obtained, a matrix of the probability of breaking bonds in the hydrocracking reactions of n-paraffins was composed, on the basis of which a mathematical model of the hydrodewaxing process will be improved.

This approach to modeling will allow us to study in more detail the processes of catalytic dewaxing, to predict the yield and low-temperature properties of the obtained diesel fuels depending on the composition of the raw materials and

technological conditions of the process, and to determine the degree of catalyst deactivation depending on the volume of processed raw materials.

References

1. Belinskaya N. S. New approach to modeling destructive processes of processing atmospheric and vacuum gas oil of heavy oil into low-grade motor fuels of winter and Arctic grades // Problems of Geology and subsoil development : proceedings of the XXIII international Symposium named after academician M. A. Usov of students and young scientists, dedicated to the 120th anniversary of the birth of academician K. I. Satpayev, 120th anniversary of the birth of Professor K. V. Radugin, Tomsk, April 8-12, 2019: in 2 vols.-Tomsk : Ed. TPU, 2019. - Vol. 2. — P. 311-313.
2. Boldyshevsky R. E., Kapustin V. M., Chernyshov E. A., Gulyaeva L. A., Grudanov A. I., T. I. Smolnogov. Investigation of the efficiency of the catalytic dewaxing process using a zeolite-containing catalyst with an iron additive // Catalysis in the oil refining industry. - 2015. - Vol. 15. - No. 4. - P. 79-85.
3. Becker P.J., Serrand N., Celse B., Guillaume D., Dulpt H. Comparing hydrocracking models: Continuous lumping vs. single events // Fuel. – 2016. – Vol 165. – P. 306-315.
4. Cristian J., Calderón, Jorge Ancheyta. Modeling of CSTR and SPR small-scale isothermal reactors for heavy oil hydrocracking and hydrotreating // Fuel. – 2018. – Vol 216. – P. 852-860.
5. Mauzhigunova E.N., Belinskaya N.S. Studing the pressure influence on the process of diesel fuel catalytic dewaxing // Problems of Geology and exploitation of mineral resources. XXII international symposium named after academician M. A. Usov of students and young scientists, dedicated to the 120th anniversary of the birth of academician K. I. Satpayev, the 120th anniversary of the birth of Professor K. V. Radugin, Tomsk, April 8-12, 2019. - Tomsk : Ed. TPU, 2019. – P. 708-709.

ALGORITHM OF CALCULATING THE DIMENSIONS OF FRACTURES DUE TO HYDRAULIC FRACTURING IN SEDIMENTARY ROCKS

N. Mahdi

Scientific advisor- research engineer V.V. Soloviev
National Research Tomsk Polytechnic University Tomsk, Russia

The exploitation of an oil deposit consists in bringing the hydrocarbons to the surface by natural depletion under the best conditions. As soon as production becomes insufficient despite large reserves in place, new recovery techniques are introduced to improve productivity and the characteristics of well, one of these techniques is known as acid fracturing.

This technique artificially creates permeable drains by injecting treatment fluid which is acid (HCl) into the reservoir. The study of the injection of an acidic solution (HCl) in a porous medium is therefore of capital interest the aim of which is to predict the formation or not of wormholes, their size, the modification of the resulting permeability as well as the role of the different parameters on the final result. [2]

The success of such an operation depends very much on the parameters chosen and the decisions made in order to avoid any failure or any additional expense and have a good return on the operation.

The aim of our paper is to study the operation of acid fracturing in carbonate rocks and write an algorithm which calculates the main key parameters which indicate the success or failure of the process.

Carbonate rocks:

Represent all the sedimentary rocks which contain a large amount of carbonate minerals during their formation, among these the two main ones are calcite and dolomite, although their intermediates also exist (dolomitic limestone, limestone dolomite). [2]

Like sandstone, carbonate rocks are sedimentary rocks. The vast majority of these sediments are composed of the skeletons of marine organisms. Over time, carbonate sediments are subject to physical and chemical modification in order to reach a stable form such as calcite, limestone, the most abundant carbonate, when the sediment remains in contact with a fluid containing a lot of magnesium for a long time, it forms dolomite (CaMg (CO₃)₂). [3]

Definition and Meaning of the damage:

The damage represents all the incrustations, whether mineral or organic, which can alter the natural permeability by their deposition inside the tank or by sealing the perforations or even the production tubing. This damage can be located in the different parts of the effluent path, from the tank to the surface. [1].

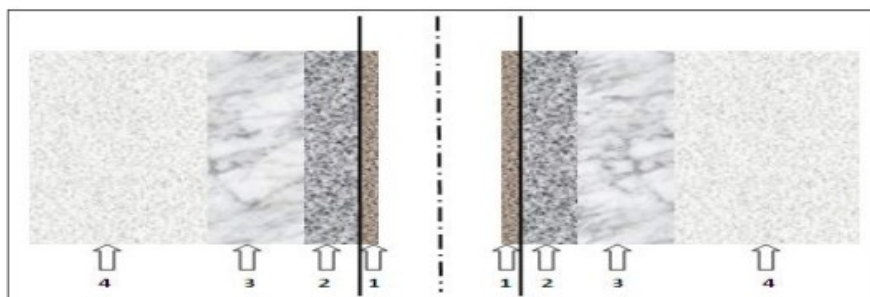


Fig.1 Location of damage

- Zone 1: external cake will cover the walls of the well;
- Zone 2: internal cake: solids having penetrated into the porous medium;
- Zone 3: zone invaded by the mud filtrate;
- Zone 4: virgin zone where permeability is not affected.

The skin effect:

- The skin has several origins, the most important of which are:
- The inclination of the well: The inclination of the well improves the flows to the around the well, it contributes to a negative skin. [4]
 - Hydraulic fracturing: Hydraulic fracturing improves considerably the flows around the well, it leads to a negative skin.
 - Global damage: In all cases, additional pressure losses, located near the well (matrix), can be treated like a skin. So the skin that will be measured during a test, is a result of all these skins. [2]

$$S = S_e + S_p + S_c \tag{2}$$

- S_e**: the actual damage around the well (matrix).
- S_p**: pressure drop due to perforations;
- S_c**: the constriction of the flow due to partial penetration.

The radius **r_s** and the permeability **k_s** of the damaged area are linked to the skin by the expression of HAWKINS:

$$S = \left(\frac{K}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_w} \tag{2}$$

- S: skin.
- K: permeability of the reservoir.
- k_s: permeability of the damaged area.
- r_s: radius of the damaged area.
- r_w: radius of the well.

Stimulation by acid fracturing:

The acid fraction is a simulation technique in which a fluid (a viscous fluid pad) is injected into a carbonate formation at pressures higher than the fracturing pressures to create a fracture or open existing natural fractures. Once the fracture is created, acid is injected into the fracture, which reacts and dissolves the formation materials on the walls of the fracture. [4]

Klerk KGD Model:

- The equation for predicting the length of the fracture:

$$x_f = 0.539 \left(\frac{q^3 E_f}{\mu h_f^3} \right)^{1/6} t^{2/3} \tag{3}$$

- The equation for predicting the average width of the fracture:

$$\bar{w} = 1.91 \left(\frac{\mu q^3}{E_f h_f^3} \right)^{1/6} t^{1/3} \tag{4}$$

- The equation for the prediction of the net pressure in the fracture:

$$p_n = 1.09 (\mu E'^2)^{1/2} t^{1/3} \tag{5}$$

```
#Conductivity (volumetric method) #
X1=0.082
X2= 0.071
X=[X1 X X2 X2] ;
Q=0.04
H=[114.84 150.96 187.01 209.97] ;
L=[242.78 219.82 183.73 173.88] ;
q=[17.2 17.4 19.5 19.7] ;
t=[4.76 7.33 7.33 7.33]
Wa=(67.4 * X. * q. * t.)/(2.*L.*H.*(1-Q)
Kfw = 7.84*10^12*(Wa./12).^3
```

```
#geometry (KGD model)#
v= 0.15 ;
E2=9300000/(1-v) ;
q= 20
u=[0.239 66.39 66.39 66.39] ;
hf=[131.23 170.6 200.13 219.82] ;
t= [4.46 7.33 7.43 7.33] ;
Xf1=0.539*((q^3*E2)./(u.*hf.^3)).^(1/3).*t.^(2/3) ;
Xf=sum(Xf1) #length#
Wb1=1.8526.*((u.q^3)/(E2.Hf.^3)).^(1/6).*t.^(1/3) ;
Wb=sum(Wb1) # average width #
Pn1=1.09.*(u.*E2^2).^(1/3).*t.^(-1/3) ;
```

Figure 2. Conductivity Calculation Algorithm

Figure 3. Geometry calculation algorithm

References

1. Economides M. J. et al. Modern fracturing: Enhancing natural gas production. – 2007.
2. Oil Mining Engineering, Boyong Guo, William S. Lyons and Ali Galambor, Elsevier (2007) ISBN: 0-75-068270-1.
3. Schlumberger Training {Guidelines for Selecting a Matrix Processing Fluid}. (Language: French). ISBN: 0-676894-104-1.
4. SONATRACH (2013). Well fracturing document OKS64. (Halliburton).

**MICROELEMENTS IN SOILS OF GOLD ORE DEPOSIT VYUN (THE REPUBLIC SAKHA-
(YAKUTIA))**

A. Y. Mishankin

Scientific advisors - professor E.G. Yazikov, associate professor I.V. Matveenko
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Currently, in Russia research aimed at discovering new deposits of strategic minerals, including gold, is highly relevant.

The expansion of the mineral resource base of gold in Russia is carried out by prospecting in areas with significant forecast resources, mainly in the metallogenic provinces of the Siberian and Far Eastern federal districts. The indigenous gold content of these territories is associated with terrigenous complexes, and primarily with the Verkhoyan-Kolyma folded region [1]. At the same time, at least 90 % of the reserves and forecast resources of ore and placer gold throughout the Verkhoyan-Kolyma folded region are concentrated within the Yano-Kolyma gold-bearing belt [5], covering part of the territory of the Magadan Region and the Republic of Sakha (Yakutia).

One of the objects located within the Yano-Kolyma belt on the territory of the Republic of Sakha (Yakutia), in the Elgenzhinsky ore-placer cluster of the Adycha-Taryn gold zone, which is also of interest for assessing gold resources, is the Vyun gold deposit, discovered in 1974.

An assessment of the current ecological and geochemical state of the subarctic territories (which the studied object belongs to) is impossible without studying the ecogeochemical features of the components of the environment.

Of particular importance are the ecogeochemical studies in the pre-operational stage of field development. The given work is devoted to a background ecogeochemical assessment of the territory of the gold ore deposits Vyun (Republic Sakha-(Yakutia)) at preoperational operation stage using soil cover.

The gold ore deposit of Vyun is in the territory of the Republic Sakha (Yakutia), in a southern part of the Verkhoyansk area, in 250 km to the southeast from an administrative center of area of settlement Batagay and in 550 km to the northeast from of Yakutsk.

The area of the deposit is located in subarctic zone with severe, sharp-continental climate, long-term severe winters and moderately warm short summers.

The continuous propagation of perennially cryolithic rocks are 200-350 m thick [7].

According to soil-geographical division, the territory of gold ore deposits Vyun is related to the Verkhoyansk province very cold cryogenic soils of the northern taiga. A soil cover of the deposit is characterized by low natural fertility and is not valuable from the agricultural point of view. The basic value of soils consists in maintenance of normal functioning ground-based ecosystems.

From the geological standpoint, gold ore deposit Vyun are referred to hydrothermal type. The area of a deposit is composed of the terrigenous deposits of the upper Triassic Age (aleurolites and argillites).

The ore-bearing structure of deposit Vyun is presented by quartz vein zone.

The ores of the deposit belong to low-sulfidation gold-quartz type and are characterized by a rather simple mineral structure. Among ore minerals arsenopyrite prevails, but pyrite and chalkopyrite are less often observed.

In the summer of 2017, soil samples were taken in the territory of the gold ore deposit Vyun. The soil was selected from the top horizon (0-10) cm by the envelope method. In total 19 soil samples have been selected.

The samples were analyzed by the weights-spectrometry method with inductive associated plasma in the accredited laboratory of Tomsk.

In this paper, we discuss the data on the content of microelements in the soils of the Vyun deposit.

The term «microelements» or «trace elements» has no definite interpretation. Some scientists prefer to call microelements those elements that serve as initiators and activators of biochemical processes, without which regulatory role of enzymes is impossible [6]. At the same time, microelements usually include Ti, Cr, Mn, Co, Ni, Cu, Zn, Se, Rb, Zr, Mo, Ag, Cd, Sn, Cs, W, Au, Bi. The average concentrations of the microelements in the soil cover of the territory of the gold ore deposits Vyun are shown in figure 1.

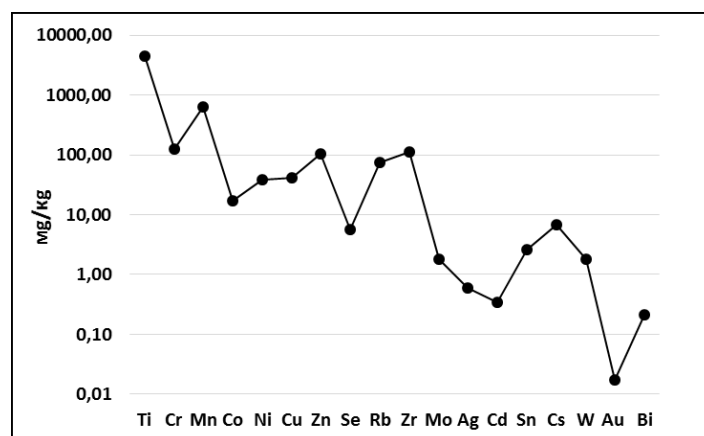


Fig. 1 Average concentrations of the microelements in the soil cover of the territory of the gold ore deposits Vyun

As can be seen from the graph, the highest contents in soil are typical for such microelements as Ti (4493 mg/kg), Mn (643 mg/kg), as well as Zr, Zn and Rb (112, 103 and 74 mg/kg, respectively).

In order to establish the anomalous content of microelements in the soil of the territory of the Vyun gold ore deposit, a geochemical association was identified. The clarks of the microelement concentration were calculated relative to the average composition of the top part of the continental crust according to Grigoriev [2]. The results are shown in figure 2.

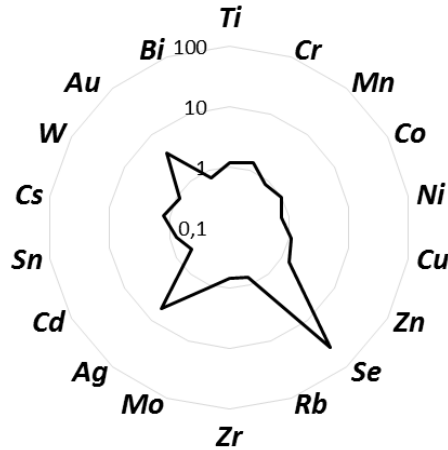


Fig. 2 Clarks of the microelement concentration in the soil cover of the territory of the gold ore deposits Vyun concerning an average structure of the top part of the continental earth's crust according to Grigoriev [2]

It was revealed that the given association is generated by the raised contents of Se, Ag, Au (clarke concentration 4-38) and in less extent Zn, Cr, Cs, Ti, Mo, Cu (clarke concentration 1-2).

Those raised concentrations, Se, Ag, Au and Zn, Cs, Ti, Mo, in the soil cover of gold ore deposits Vyun are typical for the soils of the gold-bearing areas of the northeast Yakutia, i.e. the association of the given chemical elements reflects a natural geochemical area of the considered territory.

High concentration of Au reflects the metallogenic features of the deposit Vyun, which are typical for the streams of the gold ore deposits distribution of East Yakutia [4].

Using the results of the research, the analysis of spatial distribution of the microelement concentrations has been carried out in the soil in the territory of deposit Vyun. It was established that the highest content of the microelements relative to their average values occurs in the raised concentration in the soil of the central territory of the ore-bearing zone of the deposit. In particular, the contents of Au, W, Cs, Co, Cu, Te, Cr, Ag, Se, Zr, Rb, Mn are 1,2–13,8 times higher in these soils.

It has to be noted that the revealed geochemical association of microelements is typical for the structure of soils and the bottom sediments in the zone of hypergenesis in the Verkhneindigirsky gold-bearing area [3].

Studying the received results of the chemical sample analysis of soil cover of the gold ore deposits Vyun it can be assumed that the auras of dispersion of the ore bodies play a leading part in the formation of the geochemistry soil features in the research territory. Thus, having in view of the mineral structure of the deposit ores, one can speak with the certain degree of confidence that the sulphidic minerals (arsopyrite, chalkopyrite, etc.) containing Cu, Se and other specific to the deposits chemical elements in the structure have a crucial influence on the geochemical area of the soil.

References

1. Benevolsky B. I., Vartanyan S. S. The main directions of development and development of the mineral resource base of precious metals // Exploration and protection of mineral resources. – 2013. – № 4. – P. 23 – 27.
2. Grigoriev N.A. The average content of chemical elements in the rocks that make up the top part of the continental crust // Geochemistry. – 2003. – № 7. – P. 785 – 792.
3. Makarov V.N. Environmental geochemistry of the Verkhneindigirsky gold-bearing region // Science and Education. – 2008. – № 4. – P. 45 – 48.
4. Makarov V.N. Geochemical halos of gold deposits in Yakutia / V.N. Makarov // Geology and mineral resources of the North-East of Russia: materials of All-Russian scientific-practical conf. – Yakutsk. – 2016. – P. 110 – 113.
5. Mikhailov B. K., Nekrasov A. I., Petrov O. V., Kimmelman S. A., Mikhailov S. B. The concept of new centers of economic growth in modern conditions on the example of the Yano-Kolyma gold ore province // Regional geology and metallogeny. – 2010. – № 42. – P. 58 – 65.
6. Orlov D.S., Sadovnikova L.K., Sukhanova N.I. Soil chemistry. – M.: Higher school, 2005. – 558 p.
7. Protopopov R.I., Suleymanov A.M., Pichugin E.P. and others. The calculation of reserves of the Vyun gold ore deposit in the Verkhoyansk ulus of the Republic of Sakha (Yakutia) as of 01.01.2009, in 3 books. Book 1. – 175 p.

APPLICATION OF THE SCHMIDT HAMMER FOR DETECTING OF UNCOMPACTED AND UNCONSOLIDATED CORE SAMPLES

V.A. Morev

Scientific advisor - professor O.S. Chernova

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The key goal of the modern petrophysics methodology is to ensure the quality and accessibility of laboratory analysis methods that fully comply with the requirements of existing technical regulations for working with core material. The main priority of the geological research development and the reality of the modern time are to solve the problems of core material consistency and to minimize technological disturbances [1-3].

Studies of unconventional rock reservoirs are crucial when working with core from Pokurskoe, Cenomanian formations and their analogues. Currently, an isolated technology is used for better consistency of the core during drilling and lifting it to the surface [4,5].

When the drilling tool is raised to the surface, the fiberglass pipe is removed from the drill string and cut without core extraction at the required intervals (usually 1 meter long). Pipe edges are closed hermetically with special blank plugs. These plugs of all fiberglass pipes are fixed with clamps. Pipes are marked and stacked in crates and sent for the research to the petrophysical laboratory. The use of fiberglass pipes does not allow the proper control of the hardness of core material placed in them.

It is vitally important to preserve the full-sized unconsolidated core material from crushing during transportation from the rig to petrophysical laboratories. Therefore, it is necessary to deliver it in specialized containers with shock-absorbers. The use of such technology leads to a significant increase in the cost of transportation compared with the conventional delivery of consolidated core material.

In addition, if the hardness assessment of core in pipes is absent, it limits the accuracy in determining the weak intervals of core. Special recommendations for samples splitting should be applied for unconsolidated intervals of core in petrophysical laboratories. These are used exclusively for pipes with unconsolidated core material.

The aim of this work is to describe the express method for determining the intervals of core, selected by isolated technology. The description is carried out without core extraction from fiberglass pipes. It prevents changes in water and oil saturation of the selected core material.

It is examined that the method for determining the intervals of slightly cemented reservoirs can be accomplished according to the following scheme. Firstly, holes are created in a fiberglass pipe by means of an electric drill to measure core hardness parallel to bedding using a Schmidt hammer (sclerometer). It is worthwhile to mention, that the Schmidt hammer works on the principle of elastic rebound and is a non-destructive method of measuring hardness. The diameter of the hole is determined by the diameter of the shock plunger or indenter of the Schmidt hammer. Holes are drilled along the length of the fiberglass pipe in increments of 25-30 cm. The drilling depth is determined by the wall thickness of the fiberglass pipe. Assaying holes in a pipe must be performed with using a depth adjusting collar. Full-sized core should be remained without damage when holes in a pipe are being drilled.

Secondly, the holes in the pipes after drilling are immediately hermetically sealed with removable rubber plugs. The rubber plug can only be removed when direct measuring of core hardness is conducted. After taking the measurement, the rubber plug is to be inserted back into the drilled hole.

Thirdly, the instrument is calibrated on two collections of unconsolidated and consolidated samples accordingly. These collections are selected with taking into account the lithology of the core material of the studied field. It should be done before measuring the core hardness by using a Schmidt hammer for each field separately.

A decision on the degree of core consolidation and the choice of the method of its delivery from the rig to the petrophysical laboratory is made, based on the results of determining the hardness of a full-sized core material selected by using an isolated technology. The technology of the sample splitting is also considered in the study.

To sum up, the main advantage of the method presented is the possibility to determine the intervals of unconsolidated core promptly. This core is selected by an isolated technology, without extraction from fiberglass pipes.

References

1. 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.
2. Morev A.V., Solovyova A.V., Morev V.A. Optical methods for identifying hard clay core samples during petrophysical studies// *Journal of Applied Spectroscopy.* – 2018. Vol. 84. №. 6. pp. 1078 - 1080.
3. Morev A. V., Morev V.A. To question about determining of weak intervals of core// *Estestvennye i tekhnicheskie nauki.* – M., 2018. – № 9. – P. 50 – 52.
4. Morev A. V., Pitkevich V.T., Morev V.A. Improving of core samples selection for petrophysical studies// *Estestvennye i tekhnicheskie nauki.* – M., 2018. – № 9. – P. 53 – 56.
5. 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 filing. 24.11.2014; Date of publication. 10.12.2016, Bull.№34. – 5 p.

STUDY OF THE INFLUENCE OF THE DEGREE OF WATER SATURATION OF DEFORMABLE GEOMATERIALS ON THE PARAMETERS OF IR-RADIATION FROM THEIR SURFACE

J. Muchovo, P.N. Ivanov

Scientific advisor - associate professor D.I Blokhin

National University of Science and Technology "MISiS", Moscow, Russia

One of the actively developed methods of non-destructive diagnostics of the mechanical condition of rocks is the IR-radiometry method, which uses the results of non-contact measurements of changes in the intensity of infrared radiation from the surface of geomaterials when they are deformed [7-9]. The interpretation of the results of thermal radiation IR measurements is based on the description of known thermodynamic effects: a change in the temperature of a solid during its adiabatic deformation ("thermoelastic" and "thermoplastic" effects [6]) and the temperature dependence of infrared radiation from the surface of the body [4]. A promising and practically significant continuation of such studies, at present, is the work aimed at identifying the influence of the variability of the physio mechanical properties of geomaterials on the parameters of thermal radiation associated with their deformation [1, 2, 5].

The aim of this work is to study the manifestations of these thermomechanical effects in limestone samples with different humidity under uniaxial compression using non-contact IR measurements.

The measurements were performed on an Instron 150LX testing machine using an automated complex [7 - 9], which allows synchronous registration of mechanical and thermal radiation parameters. The schematic diagram of the experimental stand is shown in figure 1.

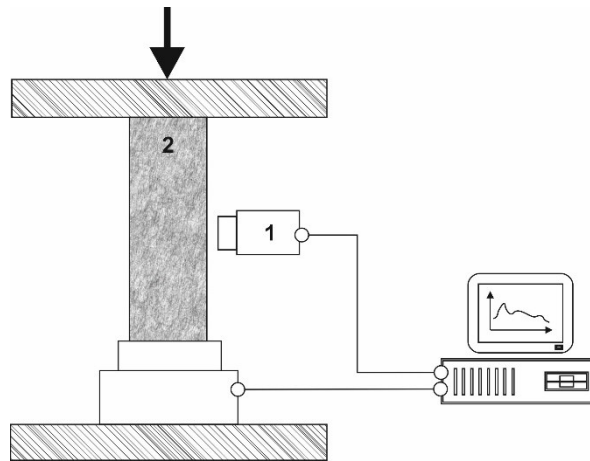


Fig.1 Schematic diagram of the experimental stand

As in [7–9], the RTN-31 detector [3], designed for non-contact measurement of changes in the intensity of optical radiation in the infrared frequency range, is used as the primary receiver of IR radiation. The IR radiation sensor (1) is installed approximately in the middle of the height of the sample (2) at a distance of 0.5 - 1 cm from its surface.

The tests were carried out on limestone samples (parallelepipeds 50 mm high and with a square section 25x25 mm in size) with varying degrees of water saturation. Uniaxial compression was carried out in the regime of constant longitudinal strain rate ($d\varepsilon_l/dt = const$).

As an example, figure 2 shows graphs of the temporal changes in the intensity of IR radiation during the deformation of dry ($V_1(t)$) and water-saturated ($V_2(t)$) limestone samples in uniaxial compression mode at a constant rate of change in longitudinal strain $d\varepsilon_l/dt = const$ ($d\varepsilon_l/dt = 0,01$ мм/с). Note that the dependencies $V_1(t)$ and $V_2(t)$ demonstrate the nature of changes in the intensity of IR radiation in time intervals corresponding to the intervals of the linear stage of deformation of limestone samples. Analyzing the dependencies $V_1(t)$ and $V_2(t)$, we can conclude that the angle of inclination of the straight line approximating the graph $V_2(t)$ is significantly greater than the angle of inclination of the corresponding straight line for the graph $V_1(t)$, which indicates a higher thermal activity of the water-saturated limestone sample. The obtained result is consistent with the conclusions of [4, 5], who also recorded an increase in the intensity of infrared radiation of geomaterial samples subjected to compression with an increase in their water saturation. It is indicated that changes in both thermophysical and physio-mechanical characteristics of samples under the influence of water saturation are the main factor determining the observed thermomechanical effect. The " $\sigma_l - \varepsilon_l$ " diagrams obtained in the course of the described experiment (Fig. 3) also confirm the assumption of significant changes in the strength and deformation characteristics of limestone samples, depending on their degree of water saturation.

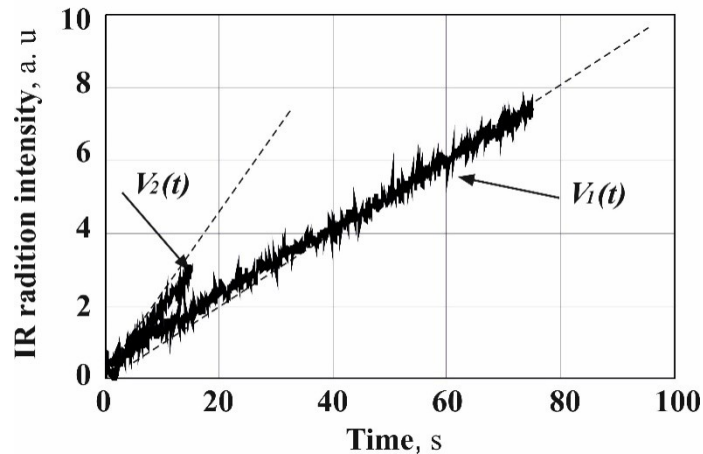


Fig.2 Dependences of IR radiation intensity on time for dry $V_1(t)$ and water saturated $V_2(t)$ limestone samples at $d\varepsilon/dt=const=0,01$ mm/s

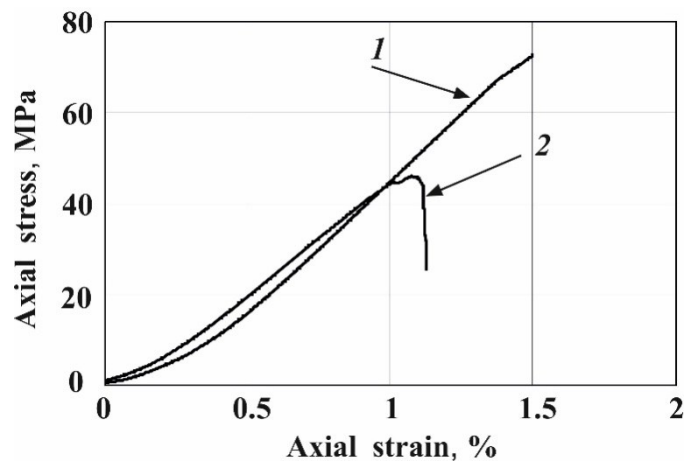


Fig. 3 Diagram of “ $\sigma_1-\varepsilon_1$ ” for dry (1) and water-saturated (2) limestone samples ($d\varepsilon/dt=const=0,01$ mm/s)

The obtained results demonstrate an unambiguous dependence of the nature of the graphs $V(t)$ on the degree of water saturation of the tested samples, which necessitates considering the revealed pattern when identifying changes in time of the stress state of geomaterials in real mining and geological conditions.

References

1. Balueva M. A., Blokhin D. I., Savatorova V. L., Talonov A. V., Sheinin V. I. Simulation of microcrack influence on temperature variations within geomaterials under deformation // Journal of mining science. – 2009. – Vol. 45. – Issue 6. – Pp. 576 – 580.
2. Kriksunov L. Z. Reference Book on Basics of Infrared Mechanics – Moscow.: Sov. Radio, 1978. – 400 p. (in Russian)
3. Liu S.J., Wu L.X., Zhang Y.B., Chen Q.L. Change feature of infrared radiation from loaded damp rock. // J. Northeast Univ. – 2010. – Vol. 31. – № 2. – Pp. 1034 – 1038.
4. Il'in A.S. Thermoelectric Receivers of Optic Radiation of Film and Wire Thermocouples for Precision Measurements // Metrologiya. – 2005. – N 11. - Pp. 19 – 30. (in Russian)
5. Ma L. et al. An Experimental Study on Infrared Radiation Characteristics of Sandstone Samples Under Uniaxial Loading // Rock Mechanics and Rock Engineering. – 2019. – C. 3493 – 3500.
6. Nadai A. Theory of Flow and Fracture of Solids, New York: McGraw-Hill, 1963. – 863 p.
7. Sheinin V. I., Levin B. V., Blokhin D. I., Favorov A. V. Identification of nonstationary changes in stress state of geomaterials by infrared radiometry data // Journal of Mining Science. – 2003. – Vol. 39. – N. 5. – Pp. 431 – 437.
8. Sheinin V. I., Blokhin D. I. Features of Thermomechanical Effects in Rock Salt Samples under Uniaxial Compression // Journal of Mining Science. – 2012. – Vol. 48. – N. 1. - Pp. 39–45.
9. Sheinin V.I., Blokhin D.I., Novikov E.A., Mudreczova L.V. Issledovanie stadij deformirovaniya izvestnyaka na osnove akustoe' missionny'x i termomekhanicheskix e'ffektov // Osnovaniya, fundamenty' i mexanika gruntov. – 2019. – № 6. – S. 11 – 14.
10. Wu L., Liu S., Wu Y., Wang C. Precursors for Fracturing and Failure. Part II: IRR T-Curve Abnormalities // Int. J. Rock Mech. Min. Sci. – 2006. – Vol. 43. – №. 3. – Pp. 483 – 493.

SECONDARY PROCESSES AS INDICATORS OF PRODUCTIVITY IN LOW-RESISTANCE RESERVOIR

V.E. Okhotnikov, E.D. Chernousov

Scientific advisors – professor Melnik I.A., Senior lecturer Rymanova I.E.

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

A variety of oil and gas saturated deposits have been discovered in Western Siberia over the past 30 years, including rocks with abnormally low specific electrical resistance. Such reservoirs with low resistance are in most cases identified as water-saturated and are not accounted for the conventional well logging.

Such specialists and scientists as F.Ya. Borkun, V.G. Vinogradov, K.I. Sokova, V.V. Semenov, E.I. Leontiev, R.A. Shishkin, O.G. Zaripov, V.P. Sonich and others have been studying this issue. On the researches basis of the authors' data it is possible to draw a conclusion that metasomatic processes occur in aqueous solution, producing uncompensated electric charges. Cations formed as a result of metamorphism reduce the total electrical resistance of the rock and create inter-layer conductivity. Thus, secondary processes lead to a decrease in the formation specific resistance due to the accumulation of charge on the surface, and the higher their concentration, the lower the electrical resistance. Thereby, determination of intensity of secondary processes and the degree of their influence on the rock resistance is a relevance task. The innovative technology of statistical well logging interpretation using data from new and old material stocks can lead to additional geochemical information increasing the possibility of finding previously omitted hydrocarbon deposits.

The new technology of statistical well logging interpretation is based on the following principle: if an epigenetic process is the cause of simultaneous changes in two (or more) of the studied characteristics of the rock, statistical parameters of correlation dependencies between samples of characteristics will show the impact of process intensities on the rock. Statistical intensity of secondary processes:

$$i=YR^2$$

includes such parameters, where the approximation coefficient (R^2) shows a qualitative measure, but the interval parameter (Y) a quantitative measure of statistical regression bonds. The technology of statistical well logging interpretation is created on the basis of a unique software set based on the old well logging data that makes it possible to calculate the intensity of such secondary processes as: pyritization, kaolinization, carbonation, pelitization, formation of electrical double layer.

The results of the core laboratory tests confirmed the accuracy and reliability of the technology.

As the intensity of secondary processes rises, the inter-layer conductivity and cation concentration in the double electric layer also increase. This increases the electrical conductivity used in the conventional well logging.

Let's consider the possibility of increasing the efficiency of detection in the lower and middle jurassic oil-saturated deposits by means of the innovative technology of statistical well logging interpretation on the basis of the old data. For this purpose, 22 oil-saturated and 98 water-saturated sand reservoirs were examined via wildcats and exploration wells of the Tomsk region [3].

Let's assume that initially all the sand reservoirs were interpreted by the standard well logging as prospective oil-saturated deposits. The success rate in this case:

$$K_{standard} = 22/120 \approx 0,18.$$

Such a low success rate is associated not only with the assumption that all tested sand deposits were initially interpreted as prospective oil-saturated formations, but also with the use of the conventional well logging interpretation.

The innovative technology of statistical well logging interpretation was used to examine the Lower and Middle Jurassic sand formations of the Tomsk region deposits. Thus, the values of the intensity of pelitization, pyritization and a double electric layer may indicate the presence of oil and gas in sandy zones.

Table

Average results of statistical well logging interpretation for oil-saturated and water-saturated zones in the Lower and Middle Jurassic of the Tomsk region

| Composition | $\langle i_{pyr} \rangle$, units pyritization intensity | $\langle i_{kaol} \rangle$, units kaolinitization intensity | $\langle i_{DEL} \rangle$, units Statistical parameter DEL |
|-------------|--|--|---|
| Oil | 0,17 | 0,09 | 0,24 |
| Water | 0,18 | 0,11 | 0,16 |
| Oil/Water | 0,89 | 0,82 | 1,5 |

The values of secondary processes intensity of pyritization, kaolinization, statistical parameter of DEL and pyrite content in 120 tested formations of Lower and Middle Jurassic (for 98 non-productive and 22 oil-saturated) were averaged.

The analysis of the table results indicates a slight decrease in the intensity of secondary processes in the productive zones. Also, the average value of i_{DEL} parameter in the zones with oil is 1.5 times higher than in the zones with water, which

indicates an increased electrical conductivity of oil-saturated sandstones compared to water-saturated sandstones [3]. Thus, it follows that this parameter can be used to find pay zones in the Lower and Middle Jurassic deposits.

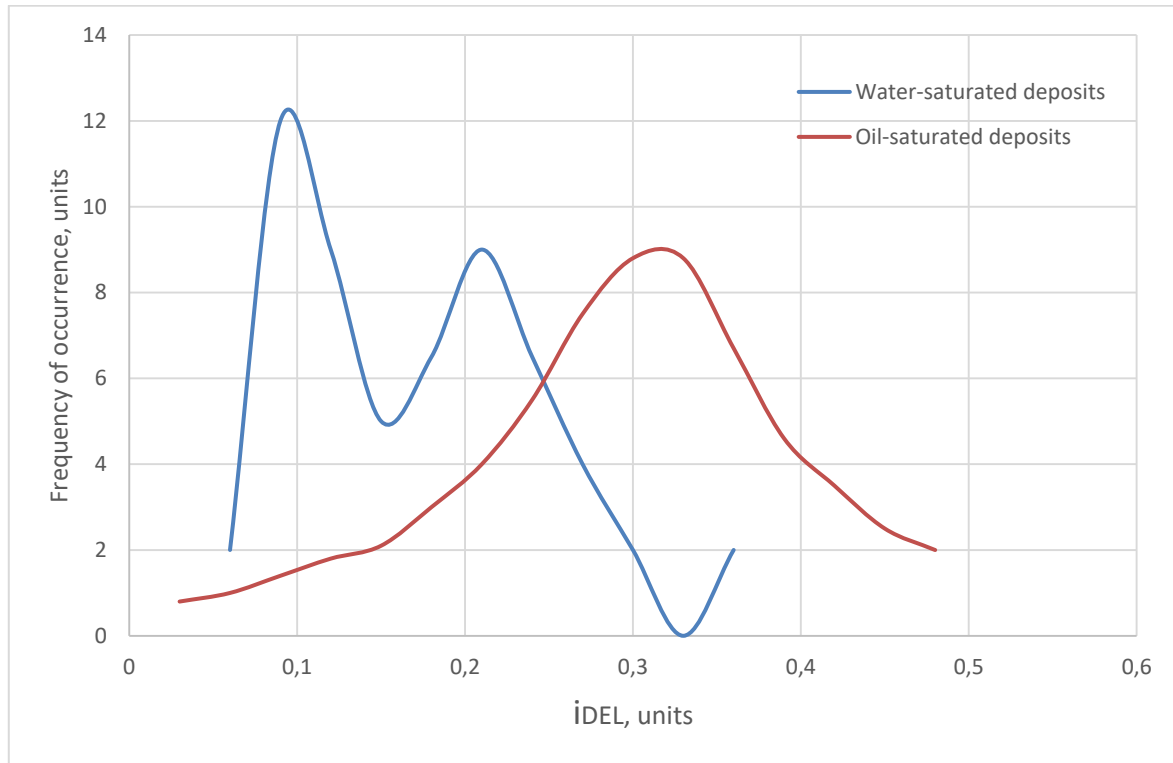


Fig. Bar charts of DEL statistical parameter of clay fraction of sandy rocks in Lower and Middle Jurassic deposits of Tomsk region

The analysis of DEL parameter values for 36 water-saturated and 22 oil-saturated sandstones made it possible to determine the boundary value of $i_{DEL}(\text{boundary}) > 0.26$ st. unit. This allows us to determine the probability of detection of oil-saturated formations. As can be seen from the bar charts, the number of oil-saturated zones is equal to 9 out of 12 water and oil-saturated zones, so the success rate is equal to (Fig. 1):

$$K_{DEL} = 9/12 = 0,75$$

In this case, ~41% of the total number of oil-saturated reservoirs remained in the sample, the success rate of statistical interpretation to increase by 4 times, compared to the conventional well logging [3].

The values of boundary parameters and hydrocarbon indicator-parameters are determined empirically depending on the territory and its geology.

Based on the results of innovative statistical well logging interpretation in sand zones it is possible to determine the following: the omitted low-resistance oil and gas-saturated reservoirs, the quality of reservoir cap rock, the cause and probability of formation of hydrocarbon low-resistance zones, the content of various elements (iron, boron, potassium), the intensity of secondary processes, as well as the concentration of relevant secondary minerals.

Thus, based on the well logging, both new and old, we will obtain geochemical information, and identify oil and gas saturated formations with low resistance missed by the conventional well logging interpretation when examining the sand zones.

References

1. Melnik I.A. Causes of oil-saturated formations with low-resistance// Oil and gas geology. –2018. – №6. – P. 129-136.
2. Melnik I.A., Sharf I.V., Ivanova M.P. Statistical parameter of the double electric layer as an indicator of oil saturation in the Lower and Middle Jurassic deposits of the Tomsk region// Oil industry. – 2018. – №10. – P. 24-26.
3. Melnik I.A. Intensity of secondary processes in sand deposits as an indicator of their oil and gas saturation//6th Kudryavtsev Readings - All-Russian Conference on Deep Oil Genesis. Moscow, CGE, 20-24 october 2018. – 7 P.

ADDITION OF HEAVY N-PARAFFINS AS A WAY IMPROVING THE EFFECTIVENESS OF DEPRESSOR ADDITIVES

A.M. Orlova, M.V. Kirgina

Scientific advisor - associate professor M.V. Kirgina
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Due to the high demand for winter and Arctic brands, the production of diesel fuel (DF) with improved low-temperature properties by adding low-temperature additives is extremely relevant.

The effectiveness of depressurized additives largely depends on the composition of the fuel. Presence of n-paraffins in fuels significantly worsen their low-temperature properties, as these hydrocarbons have a high freezing temperature. However, the mechanism of action of depressor additives consists in interaction with n-paraffins and in order for the additive to take effect, the formation of the first crystals of n-paraffins is critical. Accordingly, the presence or addition of a small number of heavy n-paraffins should trigger the action of the depressurized additive and positively affect the effectiveness of its action.

Thus, the purpose of this study is to establish the dependence to increase the effectiveness of the action of depressor additives on the number of heavy n-paraffins added.

A sample of direct DF, its mixture with depressurized additive (Index Ad), as well as heavy n-paraffins (index P) was selected as the object of the study. The additive was used in a concentration of 0.26 ml per 100 ml of DF (concentration recommended by the additive manufacturer). Heavy n-paraffins were obtained by freezing from a sample of heavy vacuum gasoil.

The results of determining the low-temperature properties of the direct DF sample and its mixture with the depressors (DF + Ad), according to the methods described in the "1-3" are presented in Table 1 (CFPP - the maximum filtering temperature).

Table 1

Results of the determining of low-temperature properties of DF and DF+Ad

| DF sample | $T_{CP}, ^\circ C$ | CFPP, $^\circ C$ | $T_{PP}, ^\circ C$ |
|-----------|--------------------|------------------|--------------------|
| DF | -4 | -5 | -16 |
| DF + Ad | -5 | -25 | -42 |

As you can see from the data presented in Table 1, the addition of additives can reduce the clouding temperature of the image of DF by 1 degrees Celsius, CFPP - by 20 degrees Celsius, the pour point- by 26 degrees Celsius.

Further, mixtures of direct DF sample with heavy n-paraffins (DF) were prepared, as well as mixtures of direct DF sample, depressor additive sestilland and heavy n-paraffins (DT qAd q P). Used concentrations of heavy n-paraffins - 1.00 percent mas, 0.50 percent mas, 0.25 percent mas, 0.10 percent mas, 0.05 percent mas. The results of the definition of low-temperature properties of DF mixtures are presented in Table 2, the symbol of the q - indicates a change in low-temperature properties in relation to the properties of a pure DF sample.

Table 2

Results of the determining of low-temperature properties of DF samples + P

| DF sample | $T_{CP}, ^\circ C$ | CFPP, $^\circ C$ | $T_{PP}, ^\circ C$ |
|--------------|--------------------|------------------|--------------------|
| DF | -4 | -5 | -16 |
| DF + 1,00% P | +3 | -3 | -6 |
| Δ | $\uparrow 7$ | $\uparrow 2$ | $\uparrow 10$ |
| DF + 0,50% P | +1 | -4 | -12 |
| Δ | $\uparrow 5$ | $\uparrow 1$ | $\uparrow 4$ |
| DF + 0,25% P | +1 | -4 | -13 |
| Δ | $\uparrow 5$ | $\uparrow 1$ | $\uparrow 3$ |
| DF + 0,10% P | +1 | -5 | -15 |
| Δ | $\uparrow 5$ | 0 | $\uparrow 1$ |
| DF + 0,05% P | -3 | -5 | -15 |
| Δ | $\uparrow 1$ | 0 | $\uparrow 1$ |

As can be seen from the data presented in Table 2, the addition of heavy n-paraffins leads to a deterioration of all low-temperature properties, but the addition of 0.25 % of mas. and less severe n-paraffins does not affect CFPP of mixtures, adding 0.05 % mas. and less severe n-paraffins does not affect the pour point of mixtures.

The results of the definition of low-temperature properties of DF mixtures are presented in Table 3, the symbol Δ - indicates a change in low-temperature properties in relation to the properties of the DF sample mixture with additive without adding heavy n-paraffins.

Table 3

Results of the determining of low-temperature properties of DF samples + P+Ad

| mixture | cloud point, °C | ПТФ, °C | pour point, °C |
|--------------------------|-----------------|----------------|----------------|
| DF + Ad | -5 | -25 | -42 |
| DF + Ad + 1,00% P | +3 | -13 | -36 |
| Δ | $\uparrow 8$ | $\uparrow 12$ | $\uparrow 6$ |
| DF + Ad + 0,50% P | +1 | -21 | -27 |
| Δ | $\uparrow 6$ | $\uparrow 4$ | $\uparrow 15$ |
| DF + Ad + 0,25% P | -1 | -28 | -39 |
| Δ | $\uparrow 4$ | $\downarrow 3$ | $\uparrow 3$ |
| DF + Ad + 0,10% P | -1 | -31 | -39 |
| Δ | $\uparrow 4$ | $\downarrow 6$ | $\uparrow 3$ |
| DF + Ad + 0,05% P | -3 | -23 | -43 |
| Δ | $\uparrow 2$ | $\uparrow 2$ | $\downarrow 1$ |

As you can see from the data presented in Table 3, add 0.50 % of the mas. and 1.00% mas. heavy n-paraffin strains the low-temperature properties of DF mixtures, but the addition of 0.25 percent mas. heavy n-paraffins increases the efficiency of additives in relation to CFPP by 3 degrees Celsius and 0.10% of the mas. heavy n-paraffins - by 6 degrees Celsius. When you add 0.05 percent mas. heavy n-paraffins this effect in relation to CFPP is leveled, but the additive effect in relation to the pour point by 1 degrees Celsius is enhanced.

Thus, it has been established that the addition of a small amount (0.25-0.10 % mas) of heavy n-paraffins increases the effectiveness of the depressor additive against PTF DT, which is promising for the production of low-freezing fuel brands.

The study was carried out with the financial support of the RFFI and the Tomsk region within the framework of the scientific project No. 19-48-703025.

References

1. ASTM D2500-05 "Standard Test Method for Cloud Point of Petroleum Products".
2. ASTM D6371-17a "Standard Test Method for Cold Filter Plugging Point of Diesel and Heating Fuels".
3. ASTM D97-17b "Standard Test Method for Pour Point of Petroleum Products".

MAGNETISCHER EFFEKT DES AUSBRUCHS DES VULKANS S TROMBOLI (ITALIEN) IM JULI-AUGUST 2019

S.A. Riabova

*Institut für Dynamik von Geosphären benannt nach M.A. Sadovsky der Russische Akademie der
Wissenschaften, Moskau, Russland*

Die vulkanische Aktivität hat einen starken Einfluss auf die Erdatmosphäre [1]. Störungen der Atmosphäre sind besonders ausgeprägt in den explosiven Stadien von Vulkanausbrüchen während Perioden der Bildung eruptiver Wolken.

Beobachtungen und Analysen von Erdmagnetfeldmessungen wurden in Nähe einiger aktiver Vulkane durchgeführt, um abnormale geomagnetische Signale zu erfassen und aufzuzeichnen, die mit der Vulkanaktivität [3]. Es ist bemerkenswert, dass die beobachteten Variationen im geomagnetischen Feld als anomale Signale betrachtet werden, die mit einigen Vulkanausbrüchen verbunden sind. Diese Änderungen haben kleine Amplituden, normalerweise mehrere nT; 5-15 nT [2].

Die Untersuchung von Variationen in den physikalischen Feldern, die durch Vulkane verursacht werden, einschließlich des geomagnetischen Feldes, ist von besonderem Interesse, sowohl um Ideen zu erweitern und die Mechanismen von Prozessen zu verstehen, die mit Vulkanausbrüchen verbunden sind, als auch um ihre Umweltauswirkungen zu bewerten und vorherzusagen.

In diesem Artikel werden basierend auf instrumentellen Beobachtungen Variationen des Erdmagnetfelds während der Perioden der ersten und zweiten Explosionsstufe sowie während der Periode intensiver „Spülung“ betrachtet – das stärkste Stadium des Ausatmens von erhitztem pyroklastischem Material während des Ausbruchs des Vulkans Stromboli (Italien) im Sommer 2019.

Der Vulkan Stromboli auf der gleichnamigen Insel im Tyrrhenischen Meer wurde am 3. Juli 2019 um ca. 13:50 UT aktiv. Die Aktivität zeigte sich in Form einer erhöhten Gasentwicklung im Hangbereich ~ 100 m vom Krater entfernt. Danach wurde eine starke Manifestation der vulkanischen Aktivität vom explosiven Typ in Form eines intensiven Ausstoßes von pyroklastischem Material aus dem Krater und der schnellen Bildung einer eruptiven Wolke und dann einer eruptiven Säule beobachtet.

Nach der ersten Explosionsphase gab es eine Pause, in der bis ca. 20:00 UT, 5. Juli 2019, die Aktivität eines Vulkanausbruchs in Form einer „Spülung“ begann – die Emission eines Asche-Gas-Gemisches in die Atmosphäre. Das Ende dieses Prozesses wurde am 6. Juli 2019 um ~ 04:00 UT aufgezeichnet. Der maximale Abfluss in Form eines starken vertikalen Strahls aus weißglühendem Asche-Gas-Gemisch wurde am 6. Juli 2019 von ~ 01:00 UT bis ~ 2:00 UT beobachtet. Das Gemisch wurde auf eine Höhe von mehreren geworfen Kilometer, die zur Bildung eines Gebiets von beträchtlicher

Größe in der Atmosphäre führten, das durch eine veränderte Zusammensetzung und eine signifikant erhöhte Temperatur gekennzeichnet war.

Die zweite Phase der explosiven Aktivität des Ausbruchs des Stromboli-Vulkans begann am 28. August 2019 um ungefähr 20:45 UT und äußerte sich in mehreren schwachen Explosionen. Die stärksten Explosionen wurden am 29. August 2019 um ca. 10:00 UT beobachtet, und nach der Hauptvulkanexplosion um ~ 10:17 UT in Intervallen von ca. 20 Minuten traten zwei weitere Vulkanexplosionen mit niedrigerer Energie auf, die auch von einer intensiven Ascheabgabe begleitet waren.

Bei der Durchführung der Forschung haben wir die Ergebnisse der Aufzeichnung von drei Komponenten von Beobachtungen des geomagnetischen Feldes am Mikhnevo Geophysical Observatory und an einer Reihe internationaler Observatorien des INTERMAGNET-Netzwerks verwendet, die sich in unterschiedlichen Entfernungen vom Vulkan (R) in den mittleren Breiten nahe dem Mikhnevo-Breitengrad befinden (Tabelle).

Tabelle

Liste der geomagnetischen Observatorien, von denen während des Verhaltens der vorliegenden Studien Daten erhalten wurden. Die Tabelle zeigt den IAGA-Code des Observatoriums, die Koordinaten und die Entfernung zum Stromboli-Vulkan

| Name des Beobachtungspunktes | IAGA-Code | Breitengrad, °N | Längengrad, °E | Entfernung (R), km |
|------------------------------|-----------|-----------------|----------------|--------------------|
| Budkov | BDV | 49.08 | 14.02 | ~1150 |
| Belsk | BEL | 51.84 | 20.79 | ~1514 |
| Borok | BOX | 58.07 | 38.23 | ~2707 |
| Irkutsk | IRT | 52.27 | 104.45 | ~6659 |
| Khabarovsk | KHB | 47.61 | 134.69 | ~8697 |
| Kiev | KIV | 50.72 | 30.3 | ~1776 |
| Lviv | LVV | 49.9 | 23.75 | ~1408 |
| Mikhnevo | MHV | 54.94 | 37.73 | ~ 2400 |
| Nagycenk | NCK | 47.63 | 16.72 | ~ 991 |
| Novosibirsk | NVS | 54.85 | 83.23 | ~5242 |
| Panagjurishte | PAG | 42.50 | 83.23 | ~863 |
| Pedeli | PEG | 38.1 | 23.9 | ~760 |
| Saint Petersburg | SPG | 60.54 | 29.72 | ~2620 |
| Surlari | SUA | 44.68 | 26.25 | ~1124 |

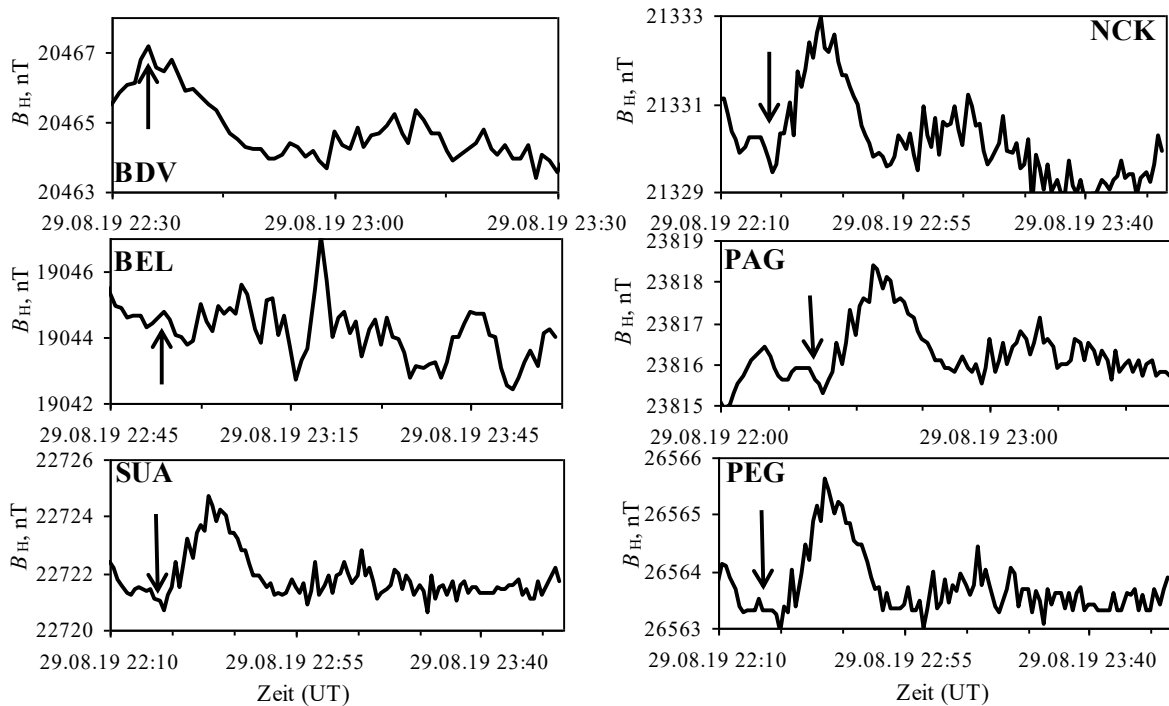


Abb. Geomagnetische Schwankungen während der Ankunftszeiten des akustischen Signals, die durch die Exposition am 29. August 2019 verursacht wurden, nach verschiedenen Beobachtungsstellen. Die Pfeile geben die ungefähre Ankunftszeit des akustischen Signals am Observatorium. IAGA-Code des Observatoriums wird im Bildfeld angezeigt.

Die Ergebnisse instrumenteller Beobachtungen deuten darauf hin, dass die horizontale Komponente (BH) des Erdmagnetfelds während der vulkanischen Aktivität verstärkt variiert. In einer Reihe von Observatorien sind die durch das anfängliche Explosionsstadium des Vulkanausbruchs (3. Juli 2019) verursachten Schwankungen durch einen ausgeprägten buchtartigen Anstieg des BH mit einer Dauer von ~ 100 min gekennzeichnet. Daten von anderen Observatorien zeigen einen ausgeprägten alternierenden Charakter der induzierten BH -Variationen mit einer Zeitspanne von ~ 25 min, was für alle Observatorien ungefähr gleich ist. Darüber hinaus sind sowohl im Fall eines buchtartigen Anstiegs als auch bei periodischen BH-Variationen die induzierten Variationen durch eine Amplitude in einem ziemlich engen Bereich von ~ 5 – 14 nT gekennzeichnet. Induzierte geomagnetische Schwankungen in allen Observatorien werden fast gleichzeitig aufgezeichnet. Im Allgemeinen nimmt die Variationsamplitude mit der Entfernung tendenziell ab: von 6 – 12 nT in Entfernungen von bis zu 3000 km bis 2.5 nT in einer Entfernung von ~ 8700 km.

Ein ähnlicher Effekt bei geomagnetischen Variationen wird auch in der zweiten explosiven Phase des Vulkanausbruchs am 29. August 2019 beobachtet. Fast unmittelbar nach der ersten Vulkanexplosion (~ 21:30 UT) wurden scharfe Änderungen von BH in Form buchtförmige positive Variation mit einer Dauer aufgezeichnet etwa 15 min. Nach ~ 20 min wird eine zweite, Bay-ähnliche positive Variation von BH mit kleinerer Amplitude beobachtet, die auf die zweite, schwächere Vulkanexplosion zurückzuführen ist, die in diesem Stadium des Ausbruchs beobachtet wurde.

Während des Zeitraums maximaler Intensität des Abflusses des Aschegasgemisches (6. Juli 2019, ab ~ 01:40 UT) magnetische Observatorien in Entfernungen von weniger als 2700 km verzeichneten charakteristische Veränderungen während des BH in Form von periodischen Variationen mit einer Amplitude in einem engen Bereich von ~ 2,6 – 5,9 nT, trotz des signifikanten Unterschieds in den Entfernungen zum Vulkan.

Die erhaltenen Daten zeigen, dass abnormale geomagnetische Schwankungen nicht nur während der Explosionsperiode, sondern auch während der Ankunftszeit des akustischen Signals am Registrierungspunkt beobachtet werden. Abb. zeigt die geomagnetischen Schwankungen während der Ankunftszeit des akustischen Signals, die durch die Exposition am 3. Juli 2019 in verschiedenen Observatorien verursacht wurden (die aus magnetischen Aufzeichnungen unter Berücksichtigung der Entfernung zur Quelle geschätzte Signalausbreitungsgeschwindigkeit beträgt ~ 295 – 305 m/s).

Literatur

1. Firstov P.P., Akbashev R.R., Zharinov N.A., Maksimov A.P., Manevich T.M., Melnikov D.V. Electrification of eruptive clouds of the Sheluluch volcano depending on the nature of the explosion // *Volcanology and seismology*. – Russia, 2019. – No 3. – P. 49 - 62.
2. Rossignol J.-C. Magnetic field anomalies associated with geodynamic phenomena // *Surveys in Geophysics*. –Netherland, 1982. – Vol. 4. – P. 35-454.
3. Sasai Y., Uyeshima M., Zlotnicki J., Utada H., Kagiyama T., Hashimoto T., Takahashi Y. Magnetic and electric field observations during the 2000 activity of Miyake-jima volcano // *Earth and Planetary Science Letters*. – Netherland, 2002. – Vol. 203. – P. 769-777.

NUMERICAL MODELING OF THE FORMATION HYDRAULIC FRACTURE

A.A. Saifullin, A.M. Zinatullina

Scientific advisor - engineer D.V. Konoshonkin

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The aim of this report is to model the dynamics of the hydraulic fracture growth depending on the bottom hole pressure in the oil well. The initial and boundary problem describing the process of the hydraulic fracture growth based on PKN model (Fig 1) was defined. Finite-difference scheme was designed using integral interpolational method and it was accomplished by force of C++ code.

The first step in the study concerns determination of the initial and boundary problem with the help of stripe where $0 \leq x \leq x_{max}$, $0 \leq y \leq y_{max}$ (Fig 2). In the lowest part of the figure there is a fracture in the area $0 \leq x \leq L_f$, $0 \leq y \leq h$.

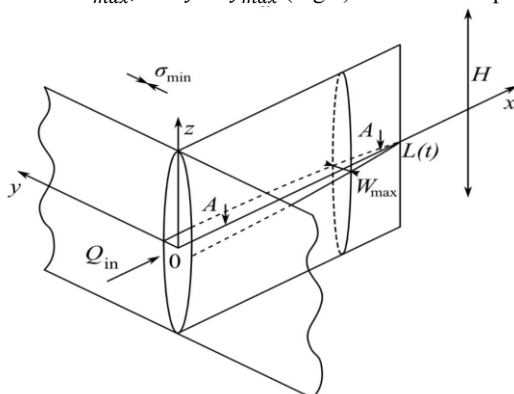


Fig. 1 The hydraulic fracture model

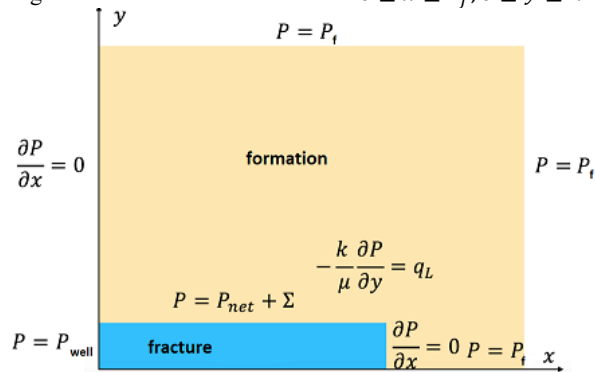


Fig. 2 Boundary conditions

The second step is to design finite-difference scheme:
Modified PKN-model:

$$\frac{\partial P_{net}}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{h^2 P_{net}^2}{\mu E'^2} \frac{\partial P_{net}}{\partial x} \right) - \frac{2E'}{\pi h} q_L,$$

Filtration equation:

$$\frac{\partial P}{\partial t} = \chi_0 \left(\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} \right),$$

| | |
|--|--|
| <p>Initial conditions</p> $\begin{cases} P_{net} _{x \leq L_0, t=0} = P_{well} \\ P_{net} _{x > L_0, t=0} = 0 \\ P _{t=0} = P_f \end{cases}$ | <p>Boundary conditions</p> $\begin{cases} P _{y=y_{max}} = P _{x=x_{max}} = P_f \\ P _{L_f \leq x \leq x_{max}, y=0} = P_f \\ \frac{\partial P}{\partial x} \Big _{x=0, h \leq y \leq y_{max}} = 0 \\ P_{net} _{x=0} = P_{well} \\ \frac{\partial P}{\partial x} \Big _{x=L_f, 0 \leq y \leq h} = 0 \\ P _{0 \leq x \leq L_f, y=h} = P_{net} + \Sigma \end{cases}$ |
|--|--|

Then, integral interpolational method was used for solving the problem, specifically central-difference scheme. During the work mass conservation law was used: mass entering the grid block trough the left boundary equals mass leaving the grid block through the right boundary.

After mathematical transformations the following equations were obtained:

$$\left\{ \begin{aligned} \frac{\tilde{P}_{net}|_i^n - \tilde{P}_{net}|_i^{n-1}}{\tau} &= \frac{A \Delta x}{S} \left[\tilde{P}_{net}|_{i+1}^{n-1} \frac{\tilde{P}_{net}|_{i+1}^n - \tilde{P}_{net}|_i^n}{\Delta x} - \tilde{P}_{net}|_{i-1}^{n-1} \frac{\tilde{P}_{net}|_i^n - \tilde{P}_{net}|_{i-1}^n}{\Delta x} \right] \\ &\quad + B \frac{\tilde{P}_{i,j}^n - \tilde{P}_{i,j-1}^n}{\Delta y}, \\ \frac{\tilde{P}_{i,j}^n - \tilde{P}_{i,j}^{n-1}}{\tau} &= \chi_0 \frac{1}{S} \left(\Delta y \frac{\tilde{P}_{i+1,j} - 2\tilde{P}_{i,j} + \tilde{P}_{i-1,j}}{\Delta x} + \Delta x \frac{\tilde{P}_{i,j+1} - 2\tilde{P}_{i,j} + \tilde{P}_{i,j-1}}{\Delta y} \right), \\ \tilde{P}_{net}^0|_{i \leq N_0} &= P_{well} \\ \tilde{P}_{net}^0|_{i > N_0} &= 0, \\ \tilde{P}_{i,j}^0 &= P_f, \quad i = \overline{1, N}, \quad j = \overline{1, M}, \\ \tilde{P}_{net}^n|_{i=1} &= P_{well} \\ \tilde{P}_{i,j}^n|_{i=N_n} &= \tilde{P}_{i,j}^n|_{i=N_n-1}, \\ \tilde{P}_{i,j}^n|_{i,j=1} &= \tilde{P}_{net}|_i + \Sigma, \quad i \leq N_n, \\ \tilde{P}_{i,j}^n|_{i=0, j \geq 1} &= \tilde{P}_{i,j}^n|_{i=1, j \geq 1}, \\ \tilde{P}_{i,j}^n|_{i > N_n, j=1} &= P_f, \\ \tilde{P}_{i=N,j} &= \tilde{P}_{i,j=M} = P_f, \quad i = \overline{1, N}, \quad j = \overline{1, M} \end{aligned} \right.$$

The following results were obtained:

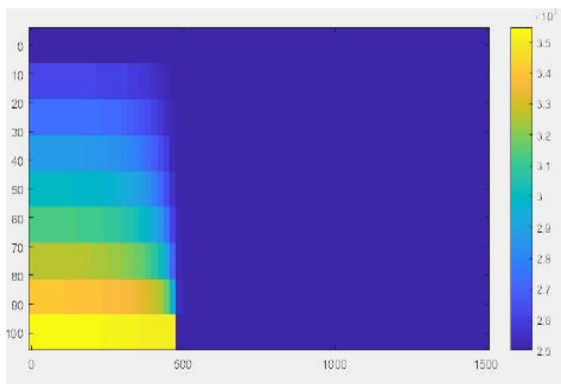


Fig. 3 Pressure distribution in formation

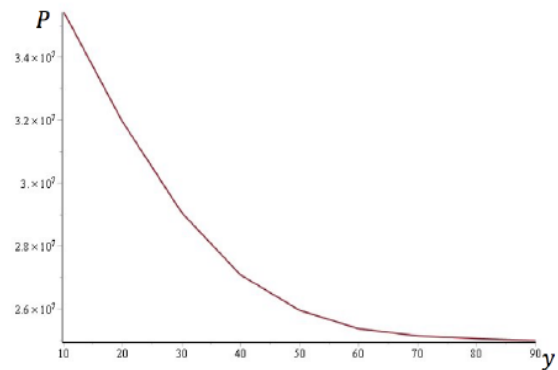


Fig. 4 Pressure dependence on the distance to fracture after 3 hours growth (near the well)

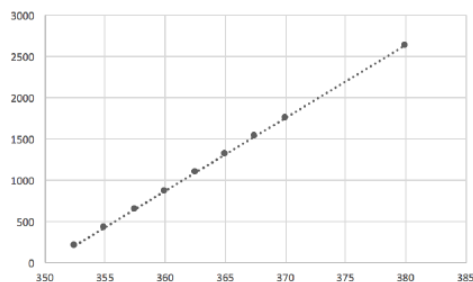


Fig. 5 Dependence of fracture length on bottom hole pressure

Calculations for different values of bottom hole pressure were conducted running C++ code and after the dependence of fracture length on bottom hole pressure was found (Fig 6). Obtained time of fracture growth – 24 hours (Table 1). In conclusion, it was determined that during the bottom hole pressure increase the fracture length changes directly proportional. As a result of calculating experiments it was obtained that this dependence is close to linear.

References

1. Nordgren, R.P. Propagation of a Vertical Hydraulic Fracture // Society of Petroleum Engineers Journal. — 1972. — Vol. 12, No 4. — Pp. 306-314.
2. Reservoir Stimulation, 3rd Edition / M.J. Economides, K.G. Nolte. — New York: Wiley, 2000. — 856 p.

MANIFESTATION CENOZOIC VOLCANISM IN EASTERN CHINA AND THE TUNKA RIFT ZONE (BAIKAL RIFT SYSTEM, RUSSIA)

**M.I. Saprykina, M.A. Vanteeva, A.A. Semilet, Yu.E. Girenko, Zhang Yongzhan, L.I. Auzina,
R.M. Lobatskaya**

Scientific advisor - associate professor L.I. Auzina
Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia

Sixty seven million years ago the youngest stage of Earth's development began. At this time, the formation of geological structures characterized by volcanism took place. Volcanoes and volcanic structures are located within both continental and oceanic segments of the Earth.

In an environment of high permeability of the crust, volcanoes erupt, associated with both large zones of extension-continental rifts, and subduction zones.

The Baikal rift system (hereinafter – BRS) is a large arched uplift, the axial part of which is complicated almost throughout by rift depressions. The Baikal rift differs from others in its development in the inner part of the great continent at a considerable distance (2000-2500 km) from the main fronts of the collision of the Pacific plate and the Hindustan subcontinent with Eurasia. The Baikal rift is a unique intraplate phenomenon from the geodynamic and tectonic points of view. [5]

The BRS covers 13 large more or less parallel basins, separated from each other by long high-mountain ridges and low transverse or diagonal bridges, united in 4 rift zones: Muiy, Baikal, Tunka, and Khubsugul.

There are two models of Baikal rifting:

1. "active", where the main source of energy is considered to be the flow of magma, the dominant role is played by deep thermal processes that cause melting and thinning of the lithosphere (confirmation-buge anomalies, Dobretsov, 2001.)
2. "passive", in which the main role belongs to the lateral movement of lithospheric plates (in this case – the Eurasian and Indo-Australian).

Most scientists consider these processes as two independent stages of BRS development [2].

The most active manifestation of volcanism occurred in the Tunka rift zone. Tunkinsky rift stretches from the South-Western tip of lake Baikal to the West for 200 km and is an alternation of 5 intermountain depressions filled with Cenozoic deposits with a capacity of more than 2.5 km.

The manifestation of volcanism of the Tunka-Monda group of depressions began in the late Cretaceous-early Paleogene. In the Tunka rift segment, volcanism was activated in several stages: 57-72, 24-36, 8-16, and less than 5 million years ago. Basalts and tuffs of early eruptions were discovered by drilling at the base of the sedimentary-volcanic section of the Tunka depression. Large cracks that caused basalt outpourings were formed in the Miocene-early Pliocene, under conditions of slow deflection of its bottom and uplifting of mountains [4]. In each time interval of the eruption began by olivine tholeiites and ended butanediamine lava packs. At present, there are more than 15 volcanic structures.

Volcanic structures in this zone are very diverse. One of the largest and most well – studied volcanic structures of the Tunka basin is the Khurai-Hobok, composed mainly of tuffs, tufo-breccias, with a high content of manganese, chromium and iron, which caused their color scheme, also noted are volcanic bombs ranging in size from 40 to 270 cm.

Outside the caldera, the rocks are represented by tuff fragments, tuff-breccias ranging in size from 5 to 90 cm.

The occurrence of volcanism in the Eastern part of China was influenced by several factors: the collision of the Indian and Eurasian plates and the subduction of the Pacific plate under the Eurasian plate.

A collision is a collision of continental plates that leads to the crumpling of the crust and the formation of mountain chains. The collision of the Indian plate with the Eurasian plate began about 50 million years ago. The Indian plate acted as an indenter, "compressing" the more plastic rocks of the Eurasian plate, resulting in discontinuous disturbances that affected the localization of volcanoes.

At the same time, the territory is located above the subduction zone of the Eurasian and Pacific plates.

Subduction is the process of submerging one block of the earth's crust under another.

Volcanism is actively manifested above the subduction zone due to the melting of the submerged plate, and there are also zones of stretching of the continental crust-compensation structures. Thus, the territory of Eastern China was affected by collision and subduction processes, which ultimately led to the intensive manifestation of volcanic activity in the region.

Volcanoes are confined to fault structures. The leading role is played by the first-order Tan-Lu fault and the second-order tectonic disturbances of the North-Eastern and North-Western reaches that accompany it [3].

There are three major periods of volcanism on the territory: early tertiary, Neogene, and Pliocene-Quaternary.

Most of the early Cenozoic basaltoids are represented by tholeiites, but some areas are dominated by alkaline olivine basalts and basanites. [3]

Not far from the city of Nanjing is the Luhe volcanic Park, within which the largest volcanic structures are located: Wangshan, Lingwangshan, Gubashan, Guijishan.

The volcano of Guiliani (Guizzi) intensified in the Pliocene and Pleistocene. Rocks are represented by basalts with high iron content, which have the form of hexagonal prisms called "basalt separateness".

The analysis of literary and archival materials, as well as field expedition studies, allowed us to identify a number of main indicators characteristic of volcanism in the studied territories (table).

Table

Comparative characteristics of the volcanism of the BRS (Tunkinsky Depression) and the eastern part of China (Luhe)

| | BRS volcanism (Tunka depression) | Volcanism in Eastern China (Luhe) |
|--------------------------|--|--|
| The stages of activation | 1.Late Cretaceous-Paleocene 2.The Eocene-Oligocene 3. Miocene 4.Pliocene-Quaternary | 1. Paleogene 2. Early-middle Miocene 3. Pliocene-Quaternary |
| Structural timing | Fault structures of the Baikal rift system | Compensation structures of the subduction zone, fault structures resulting from a collision. |
| Rocks | Olivine tholeiites Basanites Alkaline basalts | Tholeiites Alkaline olivine basalts Basanites |

The causes of the Cenozoic volcanism of the Tunka rift system and the volcanism of the southern Chinese block are different. In the first case, volcanism is associated with rifting. Its manifestation in the territory took place in three stages: late Cretaceous Paleocene, Eocene-Oligocene, Miocene, and Pliocene-Quaternary. The host rocks are represented by alkaline basalts and the olivine tholeiites, tuffs, basanite.

In the second case, the manifestation of volcanic activity in the territory of the southern block of China was influenced by the conditions of collision and subduction. Volcanism was manifested in three stages: Paleogene, early and middle Miocene, and Pliocene – Quaternary. Breed presents the tholeiites and alkaline olivine basalts, basanite.

References

1. Eskin A.S., Bukharov A.A., Zorin Y.A. Cenozoic magmatism on Lake Baikal // Reports of the USSR Academy of Sciences. 1976. Vol. 239.
2. Didenkov Y.N., Auzina L.I. Hydrothermal system of various marginal lithospheric plates // Materials of the All-Russian Scientific Conference with international participation «Geothermal Volcanology, Hydrogeology, Oil and Gas Geology» (Geothermal Volcanology, Workshop 2019). Petropavlovsk-Kamchatsky: IVaS FEB RAS, 2019. – P. 35 – 38.
3. Fedorov P.I. Cenozoic volcanism in extension zones on the eastern outskirts of Asia // Transactions of the Geological Institute, Geol. Institute of RAS – M.: Publishing House of the Academy of Sciences of the USSR, 1932 –1964, M.: Nauka, 1964. – V. 537.
4. Lobatskaya R.M. Matz V.D. Auzina L.I. Shilenkov V.G., Lishtva A.V. International field practice on Baikal // Geography, geology, zoology, botany: a training manual. Irkutsk: Publishing House of ISTU, 2008. – 184 p.
5. Logachev, N. A. The main structural features and geodynamics of the Baikal rift zone // Physical Mesomechanics. - 1999. – No. 2. – P. 163 – 170.

THE ROLE OF BASIC DYKES IN THE FORMATION OF ZUN-HOLBA GOLD DEPOSIT
(OKINSKY DISTRICT, SIBERIA, RUSSIA)

E.M. Sarsekeyeva, T. Yu. Yakich

Scientific advisor - associate professor T. Yu. Yakich

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Geographical settings. The Zun-Holba gold deposit is located in the S-E of Eastern Sayan Mountains in the watershed of the riverheads of Urik and Kitoy rivers. This deposit is included in the Urik-Kitoy gold-ore zone controlled by Okino-Kitoy system of northwest trending deep faults, separating Gargan high of Archean Siberian platform basement from Proterozoic and Paleozoic margins. The deposit embraces in the south- gneiss-granite Gargan basement high; in the north – Middle Paleozoic Ambartogolsk pluton of granitoids (400 – 420m.a.) of Holbinsk (Sumsunursk) complex; and host ore bodies of Riphean-Vendian volcanogenic-sedimentary formation in Ilchirsk Suite. All of which are interlaying within Holbinsk fault, found in deep faulted Okino-Kitoy system. This formation of up to 400m. includes alternating layers and bands of sandstones, siltstones, limestones, mafic and acid effusive rocks, quartzite, black shales. These rocks have been subjected to intensive folding deformation –this multi-folding process is combined with intensive hydrothermally altered rocks throughout the thickness, including granites adjacent to volcanic-sedimentary formation of Ambartogolsk pluton, hosting gold-bearing veins. Subvertical orientation of stringer-porphyry ore deposits is analogous to oriented tectonic joints in subvertical deep fault zones. In the Zun-Holba deposit, intra-ore dolerite dykes are few in number, intruded deposits of vein-impregnated ores and the altered plagiogranites of the Ambartogolsk pluton in the framing of ore-bearing fault, which is proved, it's after granitic age. But these dykes are crossed with late sulphide-quartz veins, which also follow dyke contacts for up to tens of cm. Within the Zun-Holba ore deposit, pre-ore weakly modified dykes (relative to which balance calculations were made), intra-ore dykes, and post-ore dykes are found. With an increase in the degree of changes in dykes in weakly altered metasomatites, the gold content increases from 1.3 ppm (21 samples) in slightly modified varieties to 11 ppm in highly altered varieties.

Sample description

1.1. Wallrock metasomatites. Near- veined metasomatic column in Ambartogolsk pluton plagiogranites includes the following mineral zones.

The frontal zone with a thickness of several tens meters embraces massive coarse-grained (grain size of up to several mm) gray plagiogranite composed of randomly oriented narrow tabular plagioclase crystals (andesite up to 60 vol. %) intertwining with gray and dark gray quartz (up to 25 vol.%) incorporated into isolated large oval grains of nested lenticular aggregates and brownish biotite grains and flakes (up to 30 vol.%) with impurities of xenomorphic orthoclase grains, single microcrystals of hypersthene, sphene, zircon, apatite. Rocks preserve a hypautomorphic structure – weakly hydrothermal alteration with new growth volume of up to 10 %. This alteration is reflected in the formation of thin albite rims on the plagioclase crystal periphery corroded by ultimate quartz. Biotite cleavage results in leucoxene-rutile accumulation and lenticular quartz segregation.

In the several meter epidote-chlorite zone there are no biotite and pyroxene – they are dissolved on the inner frontal zone boundary. Rock alteration intensity has increased due to increasing new crystallisation up to 25...30 vol. %, basically, epidote, chlorite, sericite. Because of abundant green minerals the rocks have a green tint. Hypidiomorphic structure groups with rounded elongated clastic grains. Short-columnar (up 1 mm) plagioclase crystals include heavy, usually not massive and, rarely, impregnated sericite and/or and / or variolated zoisite segregation (up to 30 vol.%), partially epidote substituted in micro-cracks. Although polysynthetic plagioclase twinning is veiled, it is sometimes visible. Quartz is large (up to 2...3 mm) and suboval segregations, but the number of fine-grained aggregate intergrowths, being nests, lenses and veins, increased. There is little pale green chlorite, which form as isolated rare flakes up to tenths of a millimeter or as a cluster of up to 3 mm in diameter. Sericite-substituted chlorite associated with leucoxene (rutile), quartz, rare magnetite and ilmenite grains are found along the cleavage. There is an insignificant impurity of xenomorphic calcite grains can be observed in the rocks. In the chlorite zone within the first meters there is no epidote-zoisite, but the rock still has a pale green color because of chlorite. There is a massive structure, the coarse crystalline texture predominately includes rounded elongated clastics with hypautomorphic relics. Plagioclase of up to 55...60 vol.% is practically substituted by sericite including impurities of xenomorphic quartz and calcite grains or without. Quartz (up to 35 vol. %) with coarse, sometimes suboval grains, can be found in fine-grained aggregates. Coarse grains have smooth, linear or even winding contour; the aggregates develop like structure with toothed bay-like grain intergrowths. Green sericite-substituted chlorite flakes (up to 2...3 vol.%, size to tenths millimeter) are found along the cleavage, where fine-flaked muscovite incorporated with fine xenomorphic grains (hundredths of mm) of calcite (up to about 4...5 vol.%), quartz, ilmenite, leucoxene and rutile. Alternating composed sericite and quartz, including proportionally 50 * 50 vol.% with impurities of fine xenomorphic grains of calcite (up to 5 vol.%) and comparably sized (to tenths of a mm) crystals of pyrite (up to 2 vol.%) and leucoxene (rutile).

Porphyritic-like rocks (up to 3 mm) are a result of oval dark gray quartz grains comparable to those in plagiogranites immersed in fine flaked sericite, quartz-sericite mass. The grains have a smooth noncorroded contour in contrast to fine (up to tenths mm) quartz grains, having jagged, crow contours and, intergranular gradation forming clusters of subsometric, lenticular, vein-lenticular sericite mass. Substituted plagioclase crystals by pure sericite clusters preserve their shape. Sericite clusters having substituted pigment minerals – chlorite, epidote and further biotite are contaminated with impurities of leucoxene and rutile. Pyrite crystals are usually rimmed by quartz grains, including flame-shaped ones. According to the mineral composition these rocks are classified as beresite. Formation of calcite, pyrite and other sulfides, abundant potassium mica – sericite in rear (beresite) zone of near -veined metasomatic columns formed in carbonate-free, sulfide-free plagiogranites indicate the fact of potassium, carbon dioxide, sulfur, metals input (diffusion) from fractured metal-bearing fluids into porous fluids of wallrocks, that is potassium- sulfur- carbon dioxide metasomatism type [1].

1.2. Altered dykes. Intensively hydrothermally modified dolerite (table 2) is actually a metasomatite, since up to 100% of its volume is composed of the listed mineral formations of the hydrothermal stage. Intensively hydrothermally changed, as a rule, relatively large size dykes with a thickness of 0.4 ... 0.5 m and more. During and after the metasomatic transformations, they retained black color, “welded” (“welded”) contacts with host rocks, massive structure, but acquired porphyroblastic, lepidogranoblastic, granolepidoblastic medium, coarse-grained structure. Due to the partial or complete preservation of fresh porphyritic augite crystals, unlike the bulk of the rock, and the highly altered Labrador the relic porphyry structure is visible in the metasomatite. Approximately half of the porphyritic secretions of augite are replaced in varying degrees, up to skeletal forms and completely, with aggregates of newly formed minerals in various combinations and quantitative ratios. In the intergrowths of pyroxene crystals, sometimes one or two grains are replaced completely, the neighboring grains in the same aggregate remain fresh. Brown, red-brown pleochroic to pale yellow biotite of two - early and late - generations participating in the composition of epigenetic mineral tumors is not found in the “remnants” of fresh dolerite, while late biotite does not bear signs of substitution with other minerals. Fresh biotite flakes elongated scales with an aspect ratio of up to 1: 10 ... 1: 15 with a size of up to 1.0 ... 1.5 mm are randomly oriented among epigenetic minerals. Along the perimeter, partially or partially, including pseudomorphically, substituted pyroxene crystals (and olivine?) biotite flakes form "corollas", changing the orientation in accordance with the change in the orientation of the boundaries of the former crystals. Narrow flakes (“needles”) of biotite also intersect fine-grained quartz-calcite-sericite aggregates, replacing labrador crystals in the phenocryst and in the bulk. The thinnest plates of biotite, up to several thousandths of mm thick, intersect aggregates of newly formed minerals, replacing former pyroxene crystals, passing beyond them into fine-grained aggregates of sericite, calcite, rutile, formed by plagioclase. Pale yellow, pale greenish yellow slightly pleochroic serpentine (antigorite) sometimes replaces pyroxene (possibly olivine, fresh grains of which are absent in the rock) with pseudomorphically relatively large scales. Altered pyroxene grains are often bordered with a “rash” of magnetite grains with microcrystal size up to the first hundredths of a mm, which, moreover, in the form of irregular clusters is found among other replacement minerals. Magnetite fills and boundaries between serpentine scales. The smallest clusters of flakes of green pleochroic to pale yellow chlorite are formed by cracks or nests inside the antigorite plates or along their periphery. Plagioclase in the phenocrysts and leaves of the main mass of the rock is replaced predominantly by aggregates of sericite, quartz, calcite, or sericite and quartz, or sericite in the absence of zoisite – epidote minerals, but the relic polysynthetic twinning can be seen occasionally in its crystals. The absence of epidote group minerals in hydrothermal altered products of the main plagioclase is unusual. At the same time, only in aggregates of newly formed minerals there are grains of pale green magnesia-ferruginous ordinary hornblende with characteristic cleavage. [2].

The described transformations of the mineral composition of rocks took place under conditions of potassium-sulfur-carbon-dioxide metasomatism (table 2). In altered dolerites the content of potassium is doubled, up to 50% of magnesium, by 500% of carbon dioxide, to 160% of reduced sulfur recorded respectively in biotite, carbonates, pyrite, and minerals not characteristic of standard dolerite. The content of titanium is reduced to 47.1% of the initial content, to about 20% - of iron, phosphorus, to 60% of water. No significant redistribution of other petrogenic elements occurred.

Conclusion. There is continuity between the early altered dolerite dykes and the later near-ore metasomatites, respectively, by propylites and beresites. This is inherited, which is expressed in the following. Those and other metasomatites are formed under the conditions of potassium-sulphide-carbon-dioxide metasomatism with the entry and fixation of potassium in biotite of altered dolerite dykes and in lower-temperature sericite of near-oreolus beresites, sulfur in pyrite and carbon dioxide in carbonates (Table 2).

Table 2

Value of gain and setting out (-) of the elements atoms in standard geometric volume 10000 A³ (%) to a number of their atoms in standard geometric measurement of the original rock

| Mineral zones | Chemical elements | | | | | | | | | | | | | |
|--|-------------------|-------|-------|------------------|------------------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|-----------------|-------|------|
| | Si | Ti | Al | Fe ₃₊ | Fe ₂₊ | Ca | Mg | Mn | P | K | Na | CO ₂ | S | |
| Metasomatic wallrock of Zun-Holba deposit (apogranitic column) | | | | | | | | | | | | | | |
| Ep-Ch | -2,00 | -2,14 | 16,90 | -4,60 | -22,73 | 10,77 | 16,70 | -0,68 | -0,39 | - | 23,19 | 21,84 | -3,22 | 0,00 |
| Ch | 58,45 | -4,44 | 36,05 | 12,34 | -39,20 | 50,04 | 31,17 | -1,14 | -1,03 | -1,48 | 2,12 | 6,12 | 0,00 | |
| Beresite | 46,56 | -2,21 | 12,96 | 6,34 | -50,51 | 55,92 | 26,00 | -1,23 | -0,41 | 64,90 | -67,81 | 3,27 | 28,0 | 2 |
| Beresite | 55,85 | -4,12 | 19,81 | 13,61 | -44,20 | 25,83 | 25,01 | -1,11 | -0,99 | 60,85 | -68,37 | 7 | 13,9 | 6,55 |
| Metasomatic doleritic intra-ore dykes of Zun-Holba deposit | | | | | | | | | | | | | | |
| Altered Dyke | 1,2 | -45,2 | -14,3 | -21,7 | -15,7 | -6,28 | 53,0 | -5,9 | -17,9 | 178 | 13,2 | 486 | 72,5 | |
| Altered Dyke | 2,1 | -47,1 | -3,5 | -24,1 | -19,7 | -14,5 | 39,4 | -8,4 | -23,9 | 214 | 13,8 | 508 | 167 | |
| Altered Dyke | -1,7 | -45,5 | -12,3 | -28,3 | -19,3 | -13,3 | 23,8 | -16,8 | -24,7 | 186 | 38,3 | 486 | 164 | |

References

1. Kucherenko V. Petrology of hydrothermal metasomatism into itra-ore dolerite dikes of mesothermal gold deposits. P.2. Zun-Kholba Deposit (East Sayan). Bulletin of Tomsk Polytechnic University. (2015)
2. Cherkasova T.Yu., Kucherenko I. V., Abramova R. N.. Rear polyminerall zone of near-veined metasomatic aureole in mesothermal Zun-Holba gold deposit (Eastern Sayan) IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 27 (2015)

**THE SELECTION OF AN EFFECTIVE INFILL DRILLING PROGRAM IN THE CONDITIONS OF
AUTO-FRACTURING CRACKS DEVELOPMENT IN INJECTION WELLS**

A.A. Serebryannikov

Scientific advisors professor P.N. Zyatikov, associate professor L.M. Bolsunovskaya
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The state of the lower part of oil and gas fields in Western Siberia in recent years is characterized by a decrease in the quality and structure of industrial oil reserves. New deposits, mining and hydrocarbon production. As a rule, there are highly permeable reservoirs that are at the third / fourth stage of development, when the potential for drilling new wells is almost exhausted. At the same time, despite a decrease in the level of oil production and an increase in reserves, underdeveloped oil reserves remain in many fields under development, which can be involved in a range of geological and technical measures and drilling of tight wells in areas where residual hydrocarbon reserves are located.

The work considers an oil field in the Tomsk region, which develops one operational development object U12+3, which includes two productive formations: low-permeability U12 and heterogeneous U13. Despite significant differences in reservoir properties and, accordingly, production capabilities of the reservoirs, they are combined into one development object and are operated by a single grid of directional wells in order to reduce costs and make the project economically feasible. The development of the U12+3 production facility is characterized by falling levels of oil production and premature flooding of the existing well stock, which, according to the oil-water factor estimate, is not able to produce the approved hydrocarbon reserves, which necessitates the search for reserves in the drilled parts of the field.

In order to localize the residual hydrocarbon reserves and predict oil production levels, a 3D filtration model of the target sector of the field was constructed in the tNavigator hydrodynamic simulator. The average porosity in the model is 0.153 units, the average absolute gas permeability is 5.49 mD, and the initial oil saturation is 0.50 units. Fig. 1 presents a map of the current oil saturation according to the model at the date of analysis.

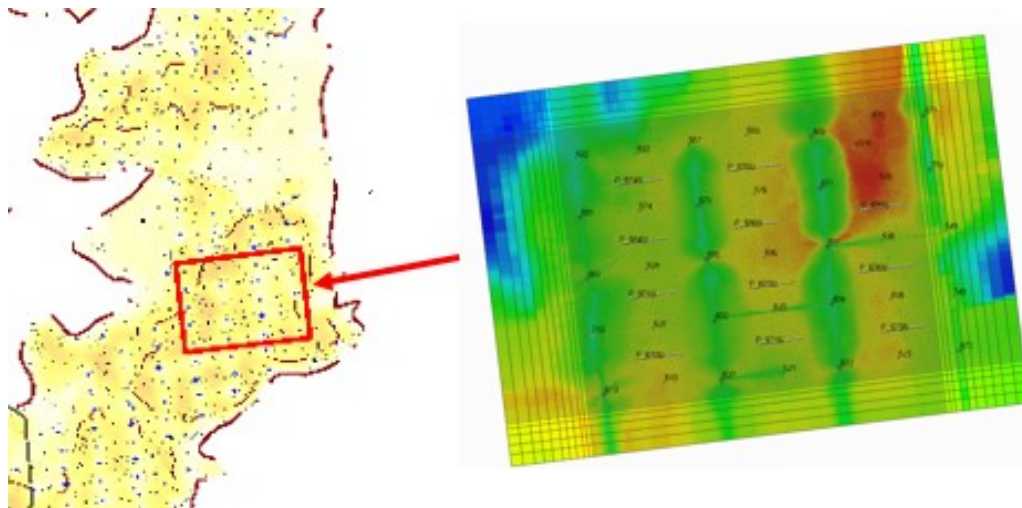


Fig. 1 The map of the current oil saturation of the field sector

After evaluating the operation of the basic well stock, the formation of weakly drained zones between the wells in the production rows was determined. For the most part, an in-line development system was formed at the field with a row spacing of 500 m. Due to the fact that in all wells during commissioning, fracturing was used as a completion method and the direction of regional stress was not taken into account, a system of cracks was formed in the formation, directed along regional stress. This arrangement of hydraulic fracturing during the formation of rows of injection wells contributed to the unification of fractures into a single "gallery" of filtration. In addition to model calculations, this assumption was proved thanks to a tracer study, the results of which also showed filtration of the injected fluid through joint hydraulic fracturing from one injection well to another - the reaction of the labeled agent in neighboring producing wells is much less noticeable.

When developing low-permeability reservoirs, many producing companies use hydraulic fracturing operations both in producing wells and injection wells, for example, «RN-Yuganskneftegaz» [2]. In the zones of drilling new wells during hydraulic fracturing, cracks propagate in the direction of maximum horizontal stresses if there is no significant change in pressure and temperature fields [5]. In order to maintain reservoir pressure and compensate for fluid withdrawals during the development of low-permeability reservoirs, it is necessary to pump fluid at high pressures, therefore, it is quite difficult to avoid the development of auto-fracturing cracks. As a result of this, the risk of unfavorable waterflood coverage of the reservoir and the formation of weakly drained zones increases significantly, so it is extremely important to consider the possibility of auto-fracturing cracks when choosing a development system.

The complexity of this problem lies in the fact that it is extremely difficult to control the formation of induced cracks in the wells of the injection rows, since there are no sufficiently accurate methods for quantitatively describing the characteristics of auto-fracturing fractures, as well as the dynamics of their development in the reservoir. In [3-4], the following factors for the development of auto-fracturing cracks were identified: the pressure of the liquid at the bottom is higher than the crack propagation pressure; the presence of mechanical impurities in the injected fluid, contributing to the

deterioration of the bottomhole formation zone; low temperature of the injected fluid, which contributes to the cooling of the reservoir.

In order to extract weakly drained reserves between wells in the production rows, several options for developing the sector were formed and calculated on a hydrodynamic simulator: development of a network of horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing with a horizontal length of the trunk of 500 m, 300 m and 300 m at an angle of 45 °, as well as development options a denser grid of directional wells with hydraulic fracturing plus an additional option with the transfer of wells in the production rows to the reservoir pressure support system after running out of stocks. Figure 2 shows the estimated cumulative oil production for six development options and the recommended option scheme. According to the results of calculations on the model, the optimal option for the development of the sector is the option with horizontal wells 500 m long - cumulative oil production will be 2711 thousand tons.

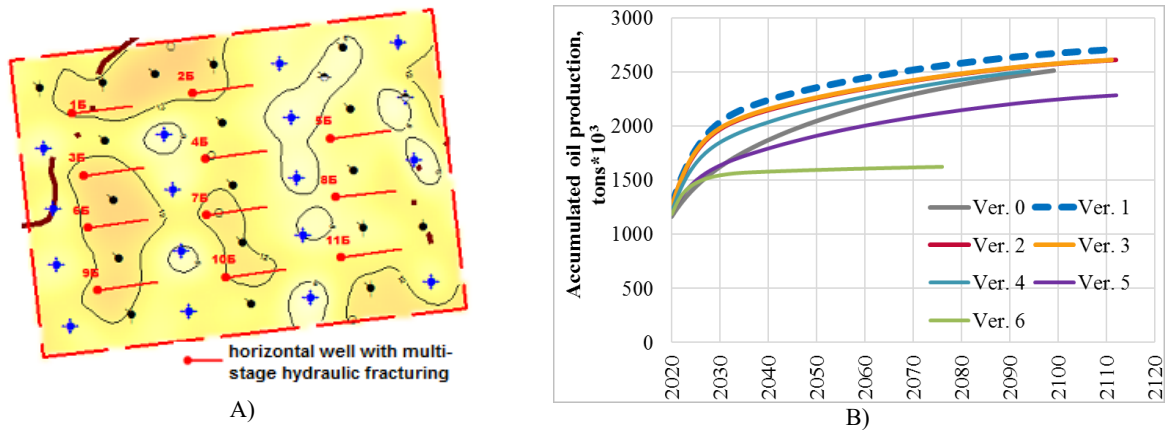


Fig. 2 The scheme of the recommended option for the development of the sector (A) and cumulative oil production for all design options (B)

According to a feasibility study, with the current system of field development, in order to increase the coverage factor and, accordingly, the oil recovery coefficient, it is recommended that drilling with a grid of horizontal wells with a horizontal length of the trunk 500 m into weakly drained zones between the wells of the production rows is recommended. In addition, it is necessary to optimize the waterflooding system to maintain reservoir pressure in areas of intensive drilling; this requires the preparation of a program of geological and technical measures aimed at increasing the injectivity of injection wells (repeated hydraulic fracturing, treatment of the bottom-hole zone, hydrodynamic effects). It is also recommended to consider the possibility of applying effective methods for increasing oil recovery and flow diverting technologies in order to isolate highly permeable washed zones of the reservoir and redistribute the flow of filtration to increase the coverage factor and more fully recover oil reserves.

References

1. Bachin S.I. Additional development of residual oil reserves of highly watered deposits with heterogeneous reservoirs: an abstract of the dissertation of the candidate of science: 25.00.17. – Ufa, 2008. – 24 p.
2. Baykov V. A., Burakov I. M., Latypov I. D., Yakovlev A. A., Asmandiyarov R. N. Monitoring the development of technogenic auto-fracturing cracks while maintaining reservoir pressure at the fields of LLC RN-Yuganskneftegaz // Oil industry. - 2012. - No. 11. – P. 30-33.
3. Hustedt B., Zwarts D., Bjoerndal H.P. Induced fracturing in reservoir simulations: application of a new coupled simulator to waterflooding field examples // SPE 102467. – 2006.
4. Latypov I.D., Borisov G.A., Khaidar A.M. Reorientation of the azimuth of the re-fracturing fracture in the fields of LLC RN-Yuganskneftegaz // Oil industry. - 2011. – No. 6. – P. 34-38.
5. Longuemare P., Detienne J-L., Lemonnier P. Numerical modeling of fracture propagation induced by water injection / re-injection // SPE 68974. – 2001.

THE EFFICIENCY OF DRILLING MULTI-HOLE HORIZONTAL WELLS WHILE DEVELOPING A LOW-PERMEABLE COLLECTOR ON THE EXAMPLE OF TOMSK REGION DEPOSIT

A.A. Serebryannikov, V.S. Gorbachev

Scientific advisors - professor P.N. Zyatikov, associate professor L.M. Bolsunovskaya
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Due to the universally deteriorating structure of reserves, the growing risks of watering wells in oil and gas fields located at the third or fourth stages of development, the low degree of development of recoverable reserves, it becomes necessary to search for new technologies and rationalization solutions that would enhance the efficiency of developing complex fields, in particular low permeability collectors characterized by low values of oil-saturated thicknesses and filtration-capacitive properties. Under the conditions of developing this type of reservoir, one of the methods to optimize the development system is to drill multi-hole horizontal wells (MHW), which, with the right approach, contribute to solving purely technological problems, as well as economic, environmental and geological ones.

A multilateral well is considered to be a well that, in addition to the main shaft, has one or more branches that are drilled within the same production development site. This technology has been shown to be effective in the exploitation of viscous oil reservoirs, reservoirs with low reservoir pressure, reservoirs with low permeability, reservoirs with underdeveloped natural fracture, reservoirs with a thin-layered or multilayer structure, reservoirs with the risk of the formation of distinct structural or stratigraphic traps (lenses, half-lenses, layers), which are not involved in the development of traditional drilling methods, in deposits with water-oil (gas-oil) contacts and the absence of lithological jumpers, etc [1].

Unlike multilateral wells, which also have several boreholes, but open up different production development sites, multi-hole horizontal wells are located within the same development object, therefore the joint of the boreholes and the bottom holes of the multi-hole horizontal wells are usually located at a small distance from each other. In this regard, according to the TAML classification, multi-hole horizontal wells drilling have the first / second difficulty level [3]. Since the liner is lowered into the main trunk after drilling is completed, sometimes access to the branches is not possible. A distinctive feature of the design of the multi-hole horizontal wells, in comparison with traditional horizontal wells (HW), is the casing of only the main trunk, while the branches remain uncased, or the perforated tube is run if necessary [2].

Between 2016 and 2019 twelve multi-hole horizontal wells were drilled at an oil field in the Tomsk Region into a low-permeable formation in order to test the technology and optimize the existing development system. The average depth of the formation is 2.6 thousand m, the effective oil-saturated thickness is 2.3 m, the porosity is 0.15 units, the permeability is $4 \cdot 10^{-9}$ m², and the core is 0.55 units, sandiness - 0.63 units, dismemberment - 1.2 units, oil viscosity - 1.47 MPa*s. In its genesis, the stratum belongs to the coastal-marine sandstones and has a cover character of areal development, the type of reservoir is stratum, vaulted, the reservoir is characterized as terrigenous, pore.

In the course of the work, an analysis was made of the effectiveness of drilling, well drilling and comparing their technological indicators. Three groups of wells were distinguished per production facility, comparable reservoir properties, reservoir saturation, and depression. In the analysis of the participation of 12 multilateral horizontal wells and 18 horizontal wells.

As can be seen from Fig. 1, for two groups of wells out of three, there is a noticeable significant excess of the starting performance of multi-hole horizontal wells over conventional horizontal ones: for group № 1, the average starting oil production rate of the the multi-hole horizontal wells was 28.4 tons / day, and for the horizontal wells - 15.2 tons / day, the average starting fluid flow rate of the MHW - 41.6 m³ / day, HW - 43.4 m³ / day, the water cut of the MHW - 19.6%, HW - 52.7%; for group № 2, the average starting flow rate of oil of MHW was 39.2 tons / day, HW - 22.5 tons / day, the average starting flow of oil of MHW was 52.2 m³ / day, HW - 35.1 m³ / day, water cut of MHW - 10.8%, HW - 19.1%. The rate of decline in oil and liquid production rates of the multi-hole horizontal wells and horizontal wells is characterized by a rapid decrease in production rates in the first three months, after which the wells reach the established operating mode and the decline slows down significantly. In many multi-hole horizontal wells, there is a decrease in water cut after reaching a steady state operating mode and low dynamics of a subsequent increase in the water cut curve - traditional horizontal wells, on the contrary, are characterized by a rapid increase in water cut, which can be associated with hydraulic fracturing of the reservoir at these wells and close location to the oil circuit. All wells are located in similar geological conditions (permeability, saturation and thickness differ slightly) and are exploited with comparable depressions.

For group № 3, the start indicators of horizontal wells are exceeded over the wells of the multi-hole horizontal wells: the start oil production rate of the multi-hole horizontal wells was 2.2 tons / day, at the horizontal well - 7.3 tons / day, the average starting production rate of the liquid MHW is 36.0 m³ / day, HW - 72.0 m³ / day, water cut of the MHW - 91.5%, HW - 87.6%. This is due to non-confirmation of saturation in the areas of well drilling, failure to achieve design productivity and effective penetration of horizontal shafts. In general, the wells of group № 3 are not indicative of analysis and are presented as an example of an unsuccessful choice of the drilling zone for new wells.

In addition to the failure to achieve effective penetration of horizontal wells of the multi-hole horizontal wells, in [5,4], the following reasons are identified for the decrease in the efficiency of the construction of multilateral wells with horizontal endings: mismatch of the length of the horizontal well and geological and technical conditions for well construction, improper location of the well relative to the roof and the bottom of the formation, and anisotropy of properties rocks by thickness and area of the reservoir, differentiation of pressure at the bottom along the length of the horizontal section of the trunk, deterioration of properties, as well as in nontarget intervals drilling and cement slurries during drilling.

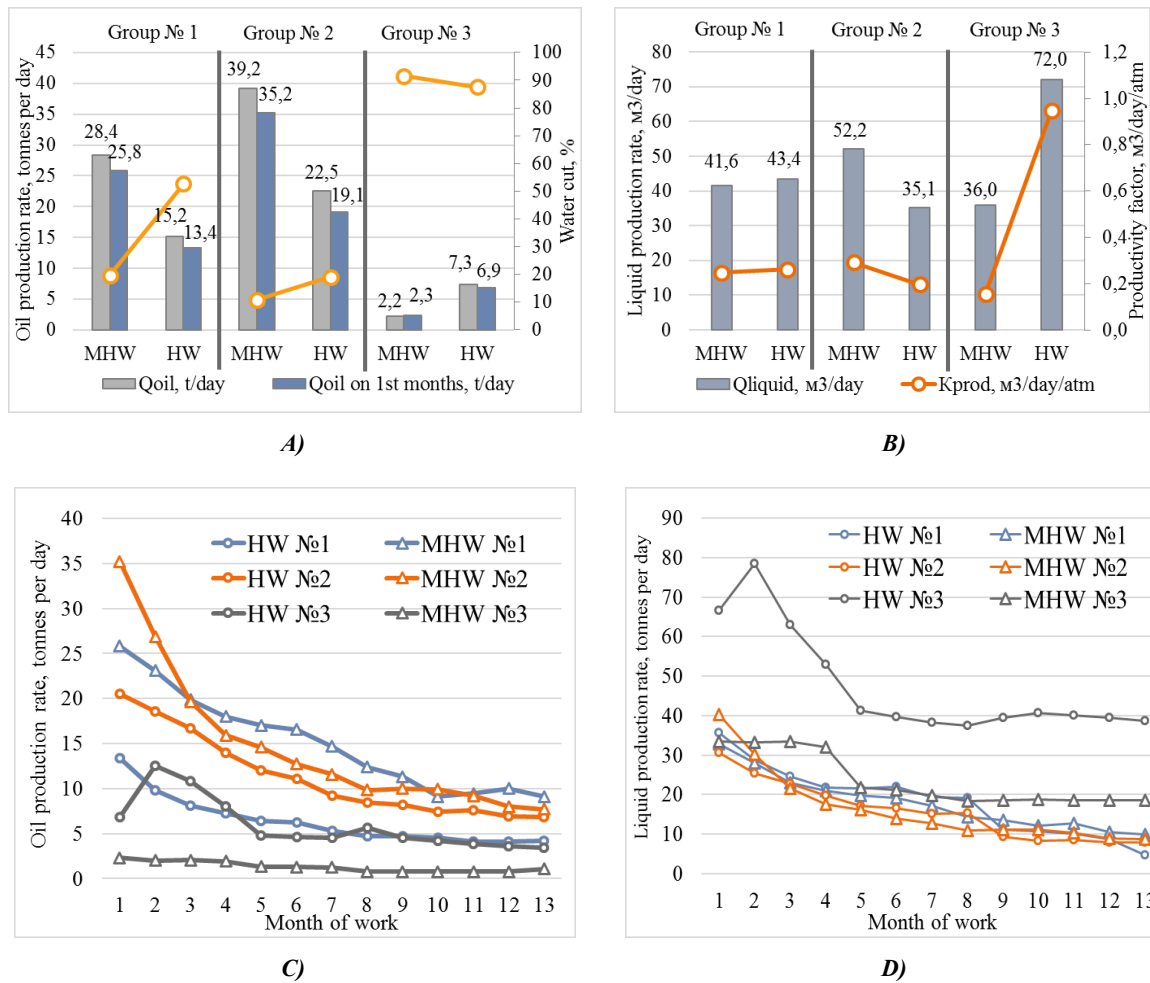


Fig. Comparison of technological indicators for the development of drilled multi-hole horizontal wells and horizontal wells: A - Launch of oil production rates and water cut; B - Launch of flow rate fluids and productivity coefficient; C - The rate of decline in oil production in the first year; D - The rate of decline in fluid production in the first year

In conclusion, it is worth noting that the analysis of the drilling of multi-hole horizontal wells and a comparison of their technological development indicators with actually drilled horizontal wells showed that the multi-hole horizontal wells technology can be quite effectively used along with horizontal wells in the development of low-permeability reservoirs with low reservoir properties and thicknesses.

References

1. Bakirov D.L., Fattakhov M.M. Multilateral wells: practical experience of Western Siberia. - Tyumen, 2015 - 232 p.
2. Bakirov D. L., Fattakhov M. M., Bondarenko L. S., Malyutin D. V., Bagaev P. A. The effectiveness of the implementation of the technology for the construction of multilateral wells with horizontal completion at the fields of OOO Lukoil-Western Siberia // Geology, Geophysics and Oil and Gas Field Development - 2014 - No. 10. - P. 42-45.
3. MacKenzie A., Hogg C. Multilateral classification system with example applications // World Oil. - 1999. - No. 1. - P. 55-61.
4. Nazimov N.A., Khaminov N.I., Khusainov N.I., Akhmetzyanov R.G. The development of oil reserves of local areas of deposits by a system of horizontally branched wells // Oil industry. - 2006. - No. 7. - P. 58-60.
5. Polyakov V.N., Khuzin R.R., Postnikov S.A., Averyanov A.P. Technological problems of the construction of multilateral wells with horizontally branched trunks // Construction of oil and gas wells on land and at sea. - 2013. - No. 9. - P. 10-12.

AUSTRALIAN PROJECTS OF CHEVRON CORPORATION
S.S. Simagin, O.A. Kurasov, M.G. Protodyakonov
Scientific advisor - associate professor I.A. Matveenko
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

In the rapidly changing situation in the global oil and gas market, it is of interest to analyse the production activities of foreign companies and their effect on the development of the global oil market.

This paper analyzes the production activity dynamics of one of the largest US energy companies, Chevron Corporation, whose interests cover all aspects of the oil, gas and geothermal industries, from exploration, production and transportation of hydrocarbons (HC) to electricity production. The purpose of scientific research is to determine the prospects and trends of the company's growth.

The largest and most cost-effective HC production projects at Chevron are as follows.

The Gorgon Project is one of the world's largest natural gas projects aimed at the development of the Greater Gorgon gas fields that were discovered by West Australian Petroleum in 1980. Construction on the project formally began in December 2009 and was completed in March 2016. It is the fourth LNG export development in Australia. The subsea equipment for the LNG plant is connected by 195 km subsea umbilicals that provide hydraulic and electrical power. The Gorgon Project is being constructed on Barrow Island and located about 60 km off the northwest coast of Western Australia. Chevron Australia, with approximately a 47.3% share, is the operator of the project as well as ExxonMobil and Shell shares 25%. The liquefied natural gas (LNG) plant comprises three LNG trains, with a capacity of 5.2 MTPA each. Proven plus probable reserves in the Greater Gorgon area exceed 17.6 trillion cubic feet, with certified possible reserves increasing that total to 40 trillion cubic feet. The proven reserves in the Greater Gorgon area are the energy equivalent of 6.7 billion barrels of oil. Its raw gas contains 12%-15% carbon dioxide. With total daily production averaging 2.6 billion cubic feet of natural gas and 18,000 barrels of condensate in 2018, the Gorgon Project is an important pillar of the Australian economy [2,3].

The Wheatstone Project is one of Australia's largest resource developments. It has an onshore facility located at the Ashburton North Strategic Industrial Area, 12 km west of Onslow in Western Australia's Pilbara region. The foundation project includes two LNG trains with a combined capacity of 8.9 million metric tons per annum and a domestic gas plant. Chevron has a 64.14% ownership interest in this project as well as the shares of Kuwait Foreign Petroleum Exploration Company are 13.4% and Woodside Petroleum - 13%. The infrastructure of Wheatstone project includes two double-walled storage tanks for liquefied natural gas (LNG), each with a capacity of 150,000 cubic metres and two storage tanks for condensates, each with a capacity of 120,000 cubic metres. The offshore facilities gather and partially process gas and associated condensate from the Wheatstone, Iago, Julimar and Brunello gas fields, and deliver it onshore via trunkline for further processing. 3.1 million tonnes of LNG per year will be exported to Tokyo Electric. Korea Gas Corp. will buy 1.5 million tonnes per year. Tohoku Electric and Chubu Electric will each buy 1 million tons per year. 300,000 tonnes per year will be exported to Kyushu Electric. In conjunction with the Gorgon Project, Wheatstone is a leading natural gas supplier and LNG operator in the Asia-Pacific region [4,5].

According to company's annual reports from 2014 to 2018, Chevron Corporation's daily oil production relative to the United States is shown in Figure 1. In 2016, the maximum share of daily oil production in the company is observed, which is about 10-11 million barrels, which is associated with development Gorgon and Wheatstone fields in Australia. Then production drops until 2018, due to depletion of deposits.

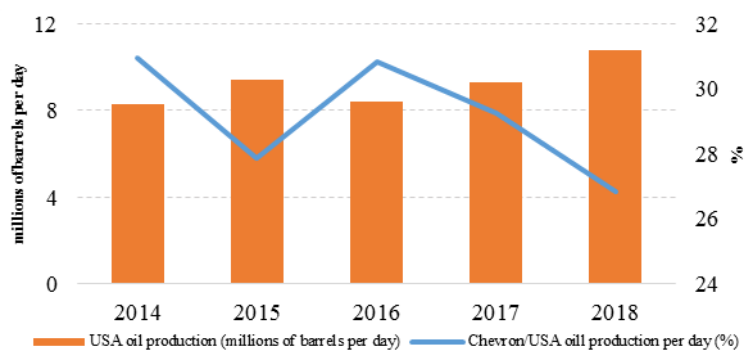


Fig. 1 Correlation of Chevron's daily oil production and US daily oil production [1]

It is important to note that the implementation of these projects is an important component in the formation of the company's production indicators.

From the graph that displays the dynamics of the price of Brent crude oil (Figure 2), we can conclude that after 2015 the company decided to increase the exploration costs in order to reduce the rate of decline in production. In 2016, the peak of exploration costs is observed, which is associated with the introduction of new projects with the aim of increasing HC production. Rising oil prices with a continuous increase in production had a beneficial effect on the company's condition. Exploration costs have decreased until 2017 due to the action of the developed projects, then, in order to support production, the company raises costs up to 2018.

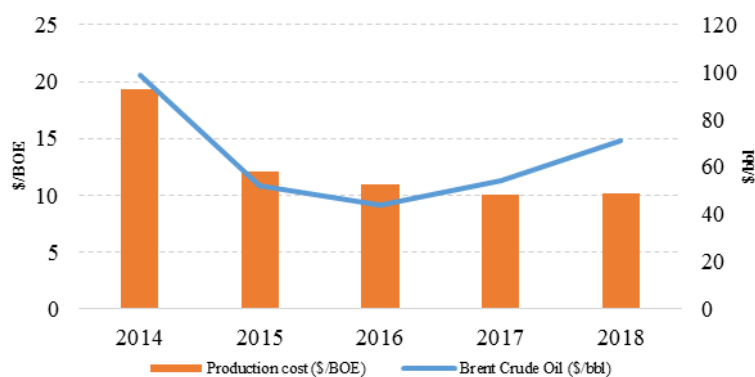


Fig. 2 Dynamics of oil price and exploration costs [1]

The dynamics of production and proved HC reserves are presented in Figure 3, which illustrates that between 2014-2017, oil production and the volume of proved HC reserves are in direct proportion. Starting in 2017, a peak in production growth has been observed due to the maximum proven reserves of 12.64 billion barrels of oil. Then, due to increased production, the value of proved reserves begins to decline rapidly to 12.053 billion barrels of oil in 2018.

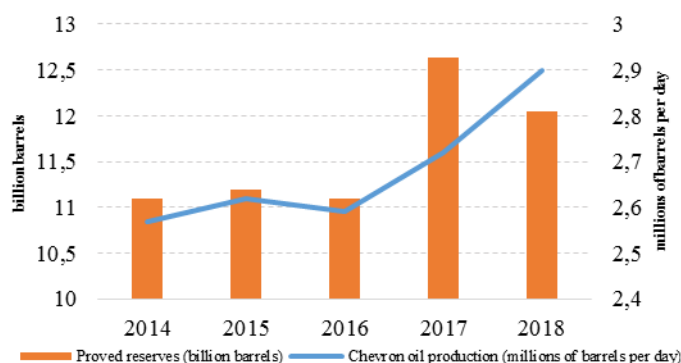


Fig.3 Correlation of production and proved HC reserves [1]

Thus, Chevron Corporation is able to firmly and steadily maintain a position on the international oil market. By 2020-2021, the corporation is planning to increase oil production not only in Australia and in the Asia-Pacific region, but also to intensify its activities in the USA, Kazakhstan, Russia, Great Britain, as well as in the North Sea.

References

1. Annual reports of «Chevron Corporation» 2014-2018 // URL: <https://www.chevron.com/media/publications> (date of the application 21.12.2019)
2. Gorgon Gas Fields, Northern Carnarvon Basin // URL: <https://www.offshore-technology.com/projects/gorgon/> (date of the application 21.12.2019)
3. Gorgon LNG Project // URL: <https://www.hydrocarbons-technology.com/projects/gorgon-lng-project/> (date of the application 21.12.2019)
4. Multinational energy corporation «Chevron Corporation» // URL: <https://www.chevron.com/> (date of the application 21.12.2019)
5. Wheatstone project // URL: <https://australia.chevron.com/our-businesses/wheatstone-project> (date of the application 21.12.2019)

CONDITIONS FOR THE FORMATION OF THE MAIN EXOGENOUS PROCESSES IN THE SOUTH-WESTERN PART OF THE BAIKAL REGION AND THE EASTERN PART OF CHINA

**A.O. Ustyuzhanin¹, I.A. Yaroshchuk¹, K.K. Kovtun¹, O.S. Maslikov¹, L.I. Auzina¹,
Yongzhan Zhang²**

Scientific advisor - associate professor L.I. Auzina
Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia
Nanjing University, Nanjing, China

Introduction. Present exogenous processes are most widely developed in geodynamically unstable regions, which, for example, are the southwestern part of the Baikal rift system (Russia) and the eastern part of the South China block (China). Exogenous processes occur on the surface of the earth under the influence of groundwater and surface water, forces of gravity, freezing and thawing of soils, climatic factors causing weathering, and technogenesis. They have a significant impact on the formation of modern terrain and landscapes, being an important factor in natural risk, often negatively affecting society, the economy and ecosystems. The analysis of factors contributing to the occurrence of these processes allows to minimize their destructive effect, and sometimes to prevent their occurrence.

Purpose of the research. This work is an analysis and comparison of the causes and conditions of the formation of exogenous processes in the southeastern part of the Baikal rift system (Russia) and the eastern part of the South China block (China).

The results of the research. From the whole complex of geodynamic processes of the regions under consideration, the phenomena occurring as a result of weathering were described. Weathering is a process of rock destruction under the influence of climatic factors, as a result of which an exogenous fracture zone is formed [1]. The different physical properties of the rocks, and consequently their resistance to weathering forms the modern relief of the studied territories, which is clearly reflected in the external image of both studied regions.

The first object of study is the Tunkinsky rift zone, one of the main structural elements of which are the Tunkinsky loaches located in the southwestern part of the Baikal rift system. The climate in the region is sharply continental, with an average annual rainfall of about 560 mm / year. The Tunkinsky rift zone is bounded from the north by a steep tectonic escarp of the Tunkinsky Fault, and from the south by a more sloping rocky Hamar-Daban fault [2]. Tunkinsky loaches, continuing their growth and having abs. marks from 1500 to 2500 m, composed mainly of crystalline schists and granites. The most well-weathering ones are crystalline schists, the more persistent are granites, which form the outliers in the mountain-folding system. A significant role in the formation of the alpine relief of the mountain system was played by ice accumulations that accumulate in mountain depressions during the ice ages and prevent sedimentation in local areas. As a result, characteristic depressions formed - cirques called karrens and separated by well-defined ridges - carlings (Fig. 1). The region is characterized by high seismic activity, the presence of volcanic structures of different times, and the widespread occurrence of hydrothermal waters confined to deep fault systems.



Fig.1. Glacial landforms in Tunka peakes (photo by Auzina L.I.)

The second object of study is the Yellow Mountains (Huangshan) in the eastern part of the South China Block (China). About 65 million years ago, intrusive bodies in the Huangshan area rose rapidly (fig.2). With periodic uplift of the earth's crust, intrusive bodies and overlying rocks were exposed to multidirectional stresses of the earth's crust, which led to the formation of faults in different directions [3]. Subsequently, the upper crust and intrusive bodies were exposed weathering, resulting in the formation of granite outcrops with an absolute mark from 630 to 1864 m. Moreover, due to the climate and geological development of the region, it is noted [5,4] that there are no glacial forms here. The climate is subtropical, the annual rainfall in the area is about 700 mm / year.

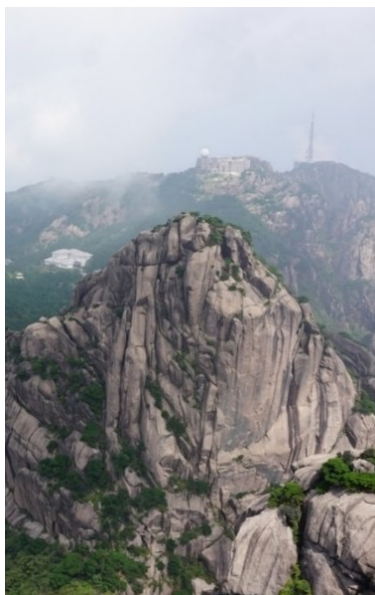


Fig.2. The peaks of the Yellow mountains

Conclusion.

In general terms, for both regions under study, which are confined to different geological structures, the weathering process has a number of similar regularities. The main factors determining the intensity of weathering both in the Tunkinsky depression and in the Yellow Mountains are:

1. The sharp dissection of the relief.
2. Intensity of development of disjunctive disturbances (the most powerful weathering occurs along decompressed rocks of fault zones).
3. Features of the lithological structure (sedimentary rocks are subject to the greatest degree of weathering, intrusive bodies are much less affected).
4. Climate (precipitation, temperature difference, physicochemical interaction of rocks with atmospheric oxygen and surface waters).

Thus, comparing the main geological and geomorphological characteristics of the Baikal region and the eastern part of the South China block (China), we can conclude that the weathering factors in both regions have the similar nature.

References

1. Geological deposits of minerals / Seminsky Zh. V., Maltseva G. D., Semeykin I. N., Yakhno M. V., ed. Seminsky Zh. V. - 2 ed. - Irkutsk: Irkutsk state technical University, 2019. - 347 p.].
2. International field practice on Baikal / Lobatskaya R. M., Matz V. D., Auzina L. I., Shilenkov V. G., Lishtva A.V., - Irkutsk: Irkutsk state technical University Press, 2008.
3. Huang, Pei-Hua; Diffendal, Robert F.; and Yang, Ming-Qing, Structural and Geomorphological Evolution of Huangshan (Yellow Mountain), Anhui Province, China (2002). Papers in Natural Resources. 120.
4. Pei-hua Huang, Robert F. Diffendal, Min-qing Yang, P. E. Helland. Mountain Evolution and Environmental Changes of Huangshan Mountain Evolution and Environmental Changes of Huangshan (Yellow Mountain), China// Scientia Geographica Sinica. 1998. V. 18, No. 5, pp. 401-408
5. Xing-Wang Xua, Tian-Lin Mab, Li-Qian Sunb, Xin-Ping Caia. Characteristics and dynamic origin of the large-scale Jiaoluotage ductile compressional zone in the eastern Tianshan Mountains, China//Journal of Structural geology. 2003, No. 25, pp. 1901-1915

MICROPLASTIC POLLUTION OF THE OCEANS

E.A. Vorozheykina

Scientific advisor - associate professor N.V. Guseva
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Actually, the spread of microplastics in seawater is an urgent topic in the science. An estimated 360 million tons of plastic were produced worldwide in 2018 (Plastics-Europe, 2019). Different types of plastics are produced worldwide. However, the commercial market mainly produces four types of plastics: polyethylene (73 million tons), PET (53 million tons), polypropylene (50 million tons) and PVC (35 million tons) (UNEP, 2016).

Plastic debris annually enters the oceans. Microplastic contamination poses a threat to marine inhabitants. This negatively affects the economic and aesthetic spheres. Up to 10% of the global annual production of plastic goes to the oceans, which corresponds to $5 * 10^9$ - $15 * 10^9$ kg of plastic products [1,3]. For example, in 2014, it was estimated that $2.7 * 10^8$ kg of plastic is in the oceans. Recently, as a result of research, "plastic contamination" has been reported worldwide. Oceans are the main place of plastic pollution, because of oceanic currents. In the cycles of streams, "garbage islands" are formed - two in the Atlantic and Pacific oceans, one in the Indian. The Arctic Ocean is considered to be less polluted. However, the prevalence of microplastics, as a consequence of secondary pollution, is an environmental disaster. Microorganisms, plankton, jellyfish, crabs, fish, all turn out to be consumers of plastic. The trend towards increased pollution can lead to irreversible consequences for all life on Earth.

Microplastic is particles of plastic that are less than 5mm [9]. Microplastic is classified according to the genetic type into 2 groups: primary and secondary plastic. Primary microplastic is marine debris, the sources of which are wastewater. They spread plastic particles into the marine environment that are found in various cosmetic scrubs and synthetic abrasives [2]. Secondary microplastic is formed during weathering of the plastic. Most man-made waste (bags, disposable tableware, bottles) gradually disintegrate into small particles. These particles retain their molecular structure [4,11]. It is widely known as a potential source of microplastic contamination - these are fibers that are formed as a result of washing textiles.

There are several variations of the methods of collecting plastic, data processing, and laboratory research on microplastics. For example, a method for analyzing suspended plastic particles in water samples collected by a net [8] (Fig.). The method consists in filtering solid particles collected from the sea surface. Typically, research scientists use a net to collect samples called the Manta Troll. The net has a diameter of through filtration cells of about 5-6 mm. After sampling, the sieved material is dried until it is possible to determine the mass of solids in the sample. Then, the solid is subjected to peroxidation in the presence of a Fe (II) catalyst to break down the labile organic matter, while the microplastic particles remain unchanged. Next, the microplastic particles are tested by visual inspection under a Raman microscope at a power of 40X.



Fig. Neuston net

The method of sampling plastic in coastal areas can be used to analyze plastic debris in beach sand collected by a shovel. Microplastic debris collected from coastal areas is determined by a similar method, as samples are taken by the net. Samples of plastic debris in bottom sediments are collected using a core or sampler (e.g. Ponar sampler). The method

involves the initial disaggregation of dried sediments. Disaggregated deposits are sieved using sieves. Microplastic, which turned out to be concentrated on a sieve, is also subjected to wet peroxidation. Further, the algorithm for processing the material and its analysis is similar to the method of sampling microplastics from the surface of the water and coastal areas.

In scientific works [6], the application of a technique based on fluorescence using Nile red pigment for the detection and quantification of microplastics in environmental samples has been presented. This method is characterized by low cost, ease of use and accessibility of equipment, and can also be automated for high-performance analysis of samples. The method includes the following steps: sample purification, fluorescence microscopy and free image analysis software.

Most marine inhabitants are susceptible to plastic contamination, and a more comprehensive assessment of the environmental risk of these materials has become the main research idea [2]. Microplastics ranging in size from 1 μm to 5 mm correspond to different food elements for marine organisms, so this means that plastic particles is a direct interaction of animals with plastic pollution [7]. According to studies [5], the ingestion of microplastics affects the physiology and health of marine zooplankton, for example, a decrease in feeding speed and fertility.

To date, the ecotoxicological effect of swallowed microplastics on marine organisms is not well studied. However, some experimental studies on fish and invertebrate animals show complex physiological and biochemical reactions to microplastic ingestion, including impaired synthesis of endogenous hormones, suppression of DNA processing, the onset of oxidative stress, and inflammation reactions [10].

Thus, it should be understood that microplastic pollution poses a significant threat to the marine environment, and therefore, to the entire oceans. In the process of plastic formation in the marine environment, plastic particles accumulate in the organisms of marine objects, which lead to disruption of the food chain and a direct negative impact on human health. Obviously, the problem of microplastics requires a detailed study.

Work is supported by State program RF «Science». Project FSWW-0022-2020.

References

1. Avio C. G. et al. Pollutants bioavailability and toxicological risk from microplastics to marine mussels //Environmental Pollution. – 2015. – T. 198. – C. 211-222.
2. Avio C. G., Gorbi S., Regoli F. Experimental development of a new protocol for extraction and characterization of microplastics in fish tissues: first observations in commercial species from Adriatic Sea //Marine environmental research. – 2015. – T. 111. – C. 18-26.
3. Barrows A. P. W. et al. Grab vs. neuston tow net: a microplastic sampling performance comparison and possible advances in the field //Analytical Methods. – 2017. – T. 9. – №. 9. – C. 1446-1453.
4. Browne M. A., Galloway T. S., Thompson R. C. Spatial patterns of plastic debris along estuarine shorelines //Environmental science & technology. – 2010. – T. 44. – №. 9. – C. 3404-3409.
5. Cole M. et al. Microplastic ingestion by zooplankton //Environmental science & technology. – 2013. – T. 47. – №. 12. – C. 6646-6655.
6. Erni-Cassola G. et al. Lost, but found with Nile Red: a novel method for detecting and quantifying small microplastics (1 mm to 20 μm) in environmental samples //Environmental science & technology. – 2017. – T. 51. – №. 23. – C. 13641-13648.
7. La Beur L., Henry L.-A.; Kazanidis G., Hennige S., McDonald A., Shaver M., and Roberts J. M. (2019). Ingested Microplastics Identified from Macrobenthos Collected during the RRS Discovery D340b Research Cruise to the Mingulay Reef Complex (Outer Hebrides, western Scotland, Northeast Atlantic). PANGAEA
8. Masura J. et al. Laboratory methods for the analysis of microplastics in the marine environment: recommendations for quantifying synthetic particles in waters and sediments. – 2015.
9. Rochman C. M. et al. Early warning signs of endocrine disruption in adult fish from the ingestion of polyethylene with and without sorbed chemical pollutants from the marine environment //Science of the Total Environment. – 2014. – T. 493. – C. 656-661.
10. Teuten E. L. et al. Potential for plastics to transport hydrophobic contaminants //Environmental science & technology. – 2007. – T. 41. – №. 22. – C. 7759-7764.
11. Thompson R. C. Plastic debris in the marine environment: consequences and solutions //Marine nature conservation in Europe. – 2006. – T. 193. – C. 107-115.

**DEVELOPMENT OF EQUIPMENT AND TECHNOLOGY FOR INTERACTIVE DRILLING ANALYSIS
AS PART OF «SMART MINE» SYSTEM**

D.R. Vyal'shin, A.A. Ryabova, A.E. Golovchenko

Scientific advisors - professor V.V. Neskromnykh, assistant professor E.I. Fomina
Siberian Federal University, Krasnoyarsk, Russia

When drilling to extract ore mass, it is important to have information about the minerals availability in the bottom hole, the content of minerals, the volume of waste rock. This information can be used to optimize ore mass flows in the direction of processing and discharge.

To this end, it is proposed to perform a remote assessment of the parameter of rock properties, by means of which the type of rock is identified and the content of the useful component in the ore mass is determined.

As parameter of rock properties it is proposed to use elasticity as parameter related to hardness and determining value of elastic reaction of rock to force action. Force action on rock is determined by impact pulse value.

According to studies [1], kinetic energy of bit U_b working for rock destruction is consumed for rock deformation energy U_r and deformation energy of drilling assembly U_a :

$$U_b = U_r + U_a. \quad (1)$$

Deformation of drilling pipes and rock takes place under action of dynamic axial force, which is caused by process of vibration of bit P_b during transmission of impact pulse.

The dynamic process of rock destruction can be described by equations of the kinetic energy E_k of the tool and the potential energy P_d of rock deformation. Without taking into account the losses of part of E_k energy on scattering during rock deformation, it is possible to record

$$E_k = P_d = \frac{mv_0^2}{2} = \frac{P\delta}{2}, \quad (2)$$

where m – is the weight of the percussion tool, kg;
 v_0 – speed at the moment of tool impact with rock, m/s;
 P – force of tool interaction with rock, N;
 δ – rock deformation, m.

From equation (1), the force P causing deformation of the rock and members of the string transmitting the impact pulse to the bottom of the well can be determined in general form:

$$P = \frac{mv_0^2}{\Delta}. \quad (3)$$

In the course of a shock impulse on a face of the drilled well there is elastic Δ_{ed} and plastic deformations of rock Δ_{pd} also an elastic deformation of the boring pipes Δl_p .

Thus, deformation δ includes deformation of rock Δ_r and deformation of pipes Δl_p .

Deformation in drill pipes can be determined from the formula:

$$\Delta l_p = \frac{Pl}{EF}, \quad (4)$$

where P – is impact force, H; l - length of pipe of constant cross-section, area F , m; E - modulus of elasticity of steel, Pa.

Using the expressions (3) and (4), you can write:

$$\Delta l_p = \frac{mv_0^2 l}{EF(\Delta_{ed} + \Delta_{pd} + \Delta l_p)} \quad (5)$$

Solving this equation allows you to go to the square equation:

$$\Delta l_p^2 + \Delta l_p(\Delta_{ed} + \Delta_{pd}) - \frac{mv_0^2 l}{EF} = 0. \quad (6)$$

Solving this equation gives the value of deformation in the drill pipe:

$$\Delta l_p = 0,5(\delta \pm \sqrt{\delta^2 + 4 \frac{mv_0^2 l}{EF}}), \quad (7)$$

where $\delta = (\Delta_{ed} + \Delta_{pd})$.

One of the roots of this equation is valid. Given that the elastic deformation in the drill pipe will be smaller with more significant deformation in the rock (increased rock compliance), it can be assumed that

$$\Delta l_p = 0,5(\delta - \sqrt{\delta^2 + 4 \frac{mv_0^2 l}{EF}}) \quad (8)$$

Will be the correct response to the relationship of parameters affecting elastic deformation in the drill pipe. In this case, the amount of deformation will be opposite in the direction of rock deformation and expressed by a minus constraint.

Further experimental studies involve the identification of the dependence of the components of elastic (Δ_{ed}) and plastic (Δ_{pd}) deformation of rock both on the elastic-plastic properties of rocks and technical-technological parameters of drilling, such as the magnitude of the impact pulse, the type of weapon and the degree of wear of the bit 's weapon.

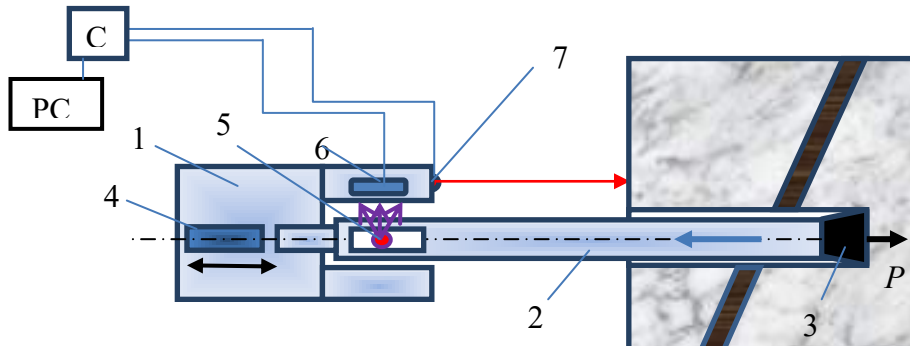


Fig. 1 Drilling rig for drilling holes and wells with system of interactive determination of rock formations and inclusions of various physical and mechanical properties: 1 - drilling unit; 2 is a drill pipe; 3 - chisel; 4 - percussive mechanism striker; 5 - piezoelectric sensor and transmitting part of optotron; 6 - receiving part of optotron; 7 - laser range finder

For realisation of interactive determination of rock layers in process of drilling it is proposed drilling unit 1 operating in mode of impact-rotary drilling (Pic.1) and drilling system in which defect of drilling pipe 2 is fixed at moment of impact pulse application due to piezoelectric effect.

The piezoelectric sensor may be a quartz or other sensor 5. Compression of quartz crystal in piezoelectric sensor 5 is converted into electric signal of optotron, and electric signal is converted into illumination of light-emitting diode of certain intensity of light flux. Light flux perceived by receiver-converter of light signal 6 is converted again into electric signal by photothyristor converter, which makes it possible to create non-contact signal transmission from pipe rotating during drilling to body of drilling machine and further to receiving electronic device and computer.

A simpler and more tested method and apparatus for transmitting an electrical signal from a rotating column to a fixed housing using standard electric braces are also possible.

Laser range finder 7 can be used for measurement of penetration speed during drilling, which will transmit information on distance from the sensor to the mine face in synchronism with time meter, which as a result allows to determine penetration interval, drilling time and speed, as well as intervals of location of detected rock formations, which differ in their physical and mechanical properties.

Thus, a real-time signal indicating the amount of deformation in the drill string will be transmitted to the computer as a result of the reaction on the side of the rock being broken at the moment and depending on the type of bit, its technical condition (wear out), energy of the impact pulse on the side of the drilling unit machine.

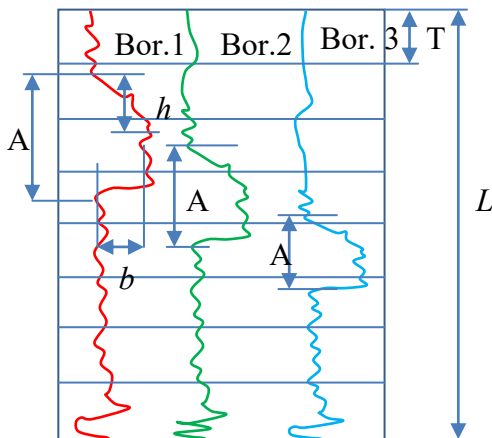


Figure 2 shows an example of the processing of data received by a computer during the drilling of three wells. In this case, we have a signal about the amount of deformation in the drill pipe, from which we can determine the presence of an interlayer, for example, harder than the containing rock. Growth of deformation in pipe Δl , drilling intervals A, h, time intervals T, distance L, allow to determine both mechanical speed of drilling and power of interlayers, for example, ore mass, angle of inclination of interlayers and finally in mode of current time to make analysis of quality and content of ore in broken rock.

In order to identify rocks and ores, it is previously necessary to carry out test works at the field in order to determine the level of signals taking into account the used technique, drilling tool and their technical condition. Test parameters of deformation levels of drilling pipes will serve for recognition of rock type, its technical condition, presence of ore zone and value of useful component contained in ore. The information received will be used when setting up a logistics system for delivering ore to shipping points.

References

1. Neskoromnykh V.V. Destruction of rocks during well drilling: Tutorial. - 2nd ed. - M.: Infra-M; Krasnoyarsk: Sib. Feder. un-y, 2015 y., 367 p.

IMPLEMENTATION OF A PILOT SIDETRACK TECHNOLOGY PROGRAM

D.Y. Yelubayev

Scientific advisors - assistant professor E.G. Karpova, assistant professor I.E. Rymanova
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Sidetracking is to drill a secondary wellbore away from an original wellbore. It is possible to have multiple sidetracks, each of which might be drilled for a different reason. Such specialists and scientists as Basarygin Yu.M., Budnikov V.F., Bulatov A.I., Geraskin V.G. and others have been studying this particular technology.

Verkhnechonskoye field has a complex geological structure and reservoir compartmentalization with layers with different permeability. Such issues as uniform reserves development, an increase in oil recovery factor, a decrease in the associated gas production rate and a reduction in the risk of water breakthrough in highly permeable interlayers have become relevant for the field. [2]

The sidetrack technology was chosen as one of the solutions to the above-mentioned problems. This technology is one of the most effective technologies that allows us to increase oil production and increase the oil recovery rate, give oil wells second chance that could not be given by other methods. Previously undeveloped reservoir sections, as well as hard-to-recover oil reserves, the production of which was previously not possible, can be developed by the sidetrack drilling. Technical and economic calculations confirm the efficiency of sidetracking for all types of reserves. The cost of additionally extracted oil from second wellbore is usually lower than its average value for the fields, and the expenses of their construction is more cost efficient than the cost of drilling new wells.

The objective of this article is to analyze the implementation of a pilot program for drilling sidetracks and evaluate the effectiveness of sidetrack technology in order to engage in the development of areas with a high density of mobile rock, based on an analysis of data obtained experimentally during the implementation of the sidetracking program.

Four wells were selected from the well stock to use the sidetrack technology. The choice of the candidate well for sidetracking was carried out based on the productivity, poor injection capacity response or high water cut.

The choice of the Part of the target formation was based on the following criteria:

1) Proper reservoir properties:

a. Effective formation thickness is more than 3 meters;

b. The average porosity factor at least 0.1 units;

c. The average permeability is not less than 100 mD;

2) The density of movable oil reserves is 0.3 or more t/m²;

3) Good pressure communication of the part of the target formation with the injection well stock;

4) The reservoir pressure in the target area is higher than in the bottomhole zone of the surrounding producing wells. [1]

Based on these criteria two wells were selected for the sidetracking: 383, 808.

Well 383 of multiple well platform No. 14 was selected as the first well for the sidetracking. It was characterized by low productivity due to the high ruggedness of relief and poor reservoir properties.

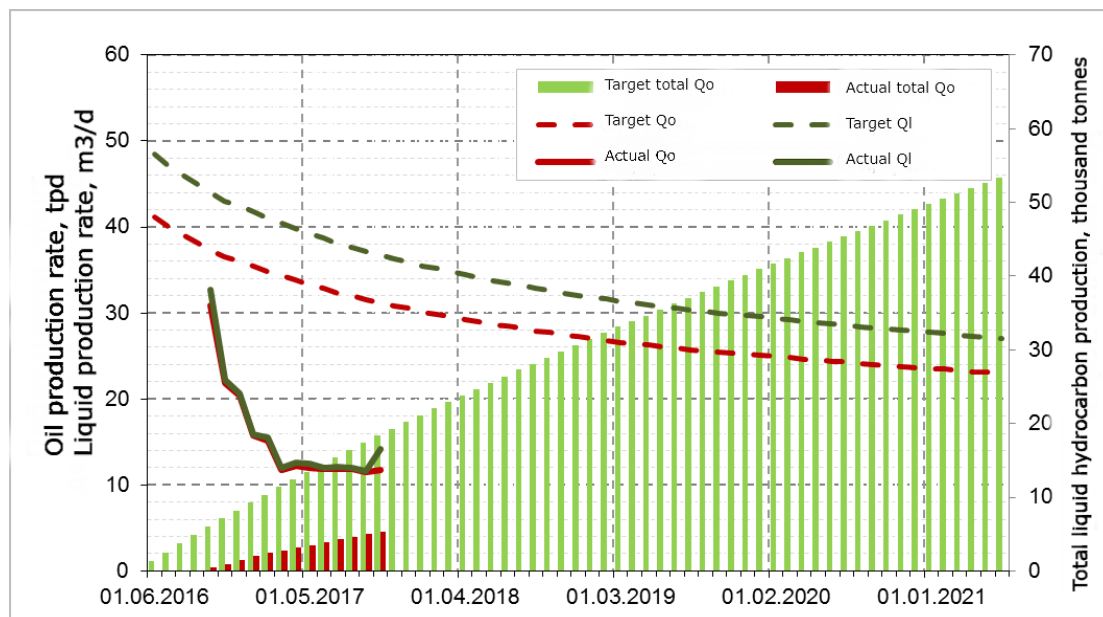


Fig. 1 Comparison of target and actual oil production indicators of the well 383

Well 383 was launched with an oil flow rate of 33 tpd (Fig.1), although target was 41 tpd.

The failure to achieve planned indicators is associated with a high ruggedness of relief and deteriorated even bad reservoir properties after drilling a sidetrack.

Well 808 of multiple well platform No. 9 was considered as second candidate for sidetracking. Well 808 was characterized by low productivity due to degraded reservoir properties.

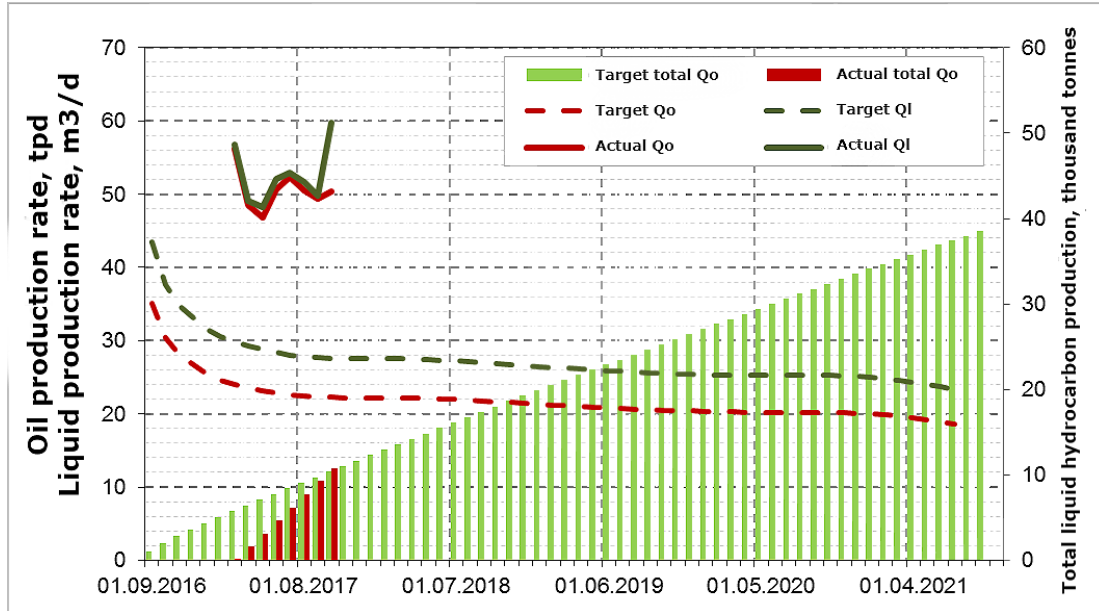


Fig. 2 - Comparison of target and actual oil production indicators of the well 808

Well 808 was launched with an oil flow rate of 56 tpd, that is more than target indicator of (35 tpd) (Fig.2). Exceeding targets is due to the lack of starting water-cut and a higher starting depression (+ 13%).

While the sidetracking process progressed, technological problems were identified. Mostly they were related to the formation exposing with subsidence reservoir pressure, which leads to collapse of mudstones above the target interval. Considering the elimination of complications, significant funds were spent, which led to an increase in the cost of sidetracking by 1.5–2 times. Based on the results, it was concluded that it is better to replace the sidetracking technology with infill drilling.

References

1. "Supervision of the implementation of design decisions of the technological scheme for the development of the Verkhnechonskoye oil and gas condensate field." Tyumen, 2008
2. Technological scheme for the development of the Verkhnechonskoye oil and gas-condensate deposit. Tyumen, 2014

APPLICATION OF COMPLEX SEISMIC ATTRIBUTES IN THE INTERPRETATION OF THE STRUCTURAL FACTOR OF OIL AND GAS RESERVOIRS

A.K. Zhumabekov

Scientific advisors - professor V.S. Portnov¹, professor Z. Liu²

¹Karaganda State Technical University, Karaganda, Kazakhstan

²China University of Petroleum, Beijing, China

Seismic Data Quality Assessment

According to seismic data, the dominant frequency of shallow Jurassic target horizons is approximately 40Hz, the frequency band is 4-55Hz, the dominant frequency of deep Triassic target horizons is approximately 28Hz, and the frequency band is in the range 5-35Hz. Seismic data is characterized by a clear common-phase axis and the exact position of tectonic faults, the quality of which can satisfy the requirements for structural interpretation, seismic inversion and subsequent attribute analysis.

Interpretation of the structure. Interpretation of horizons

The Mangyshlak basin is a typical Mesozoic-Cenozoic sedimentary basin. Deposits of the Upper Permian and Triassic, as well as deposits from the Jurassic to the Quaternary period [1] were deposited on the Paleozoic basement (Fig. 1). Jurassic deposits are the main objects of interpretation.

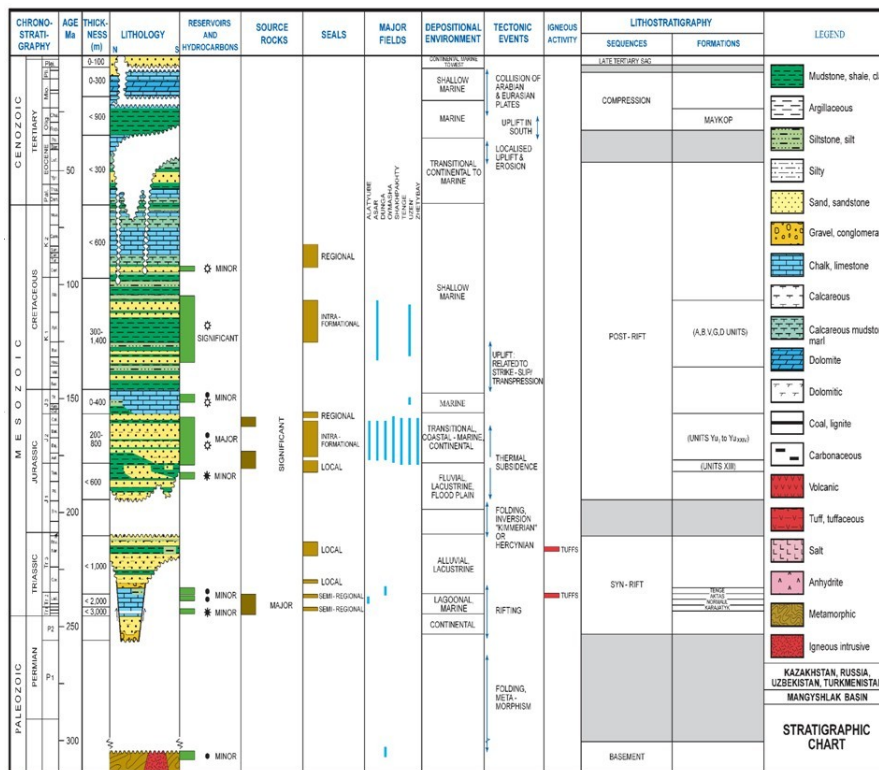


Fig. 1 Stratigraphic column of the cavity

Of the sediments from the Paleozoic to the Triassic, the main objects are: V1-top of the Triassic; V2II-top of carbonate rocks of the Middle Triassic (top T2-A); V2IV-sole carbonate rocks of the Middle Triassic (bottom T2-B); V3-top of carbonate-detrital rocks of the Lower Triassic (top T1-G); V11 – surface of unconformity of Paleozoic deposits Based on seismic stratigraphic reference, the characteristic of reflection of all horizons is established. In this case, V2II and V2IV have a positive amplitude, the remaining reflecting horizons are characterized by negative amplitudes.

Within the Middle Jurassic [2], the main objects are reservoirs of the following ages, J2a, J2b, J2bt, J2k, and are divided into 13 sand packs J-I ~ J-XIII. Based on seismic stratigraphic reference, reflecting horizons of all complexes are established. In this case, JI, J-II, J-VI, J-IX, J-XII have a positive reflection amplitude, J-IV, J-VII, J-VIII have a wavelength reflection, the remaining reflecting horizons have a negative reflection amplitude. In accordance with the results of the binding, work was done to interpret the target horizons, i.e. 13 horizons of the Middle Jurassic and Triassic objects.

Interpretation of tectonic faults with complex seismic attributes

Based on the analysis of coherence, and using the technology of structure-oriented filtering (SOF), the visualization of tectonic disturbances in the seismic section is enhanced, and additional work is carried out to interpret tectonic disturbances. According the analysis of coherence, it is obvious that in this region the main tectonic failings are developed in deep deposits below the surface of the Triassic unconformity. In Jurassic sediments, tectonic faults are not developed.

Using a cube of seismic data, work has been done on the interpretation of tectonic movements. Discharges in the Triassic sediments are inclined located faults, which divided the structural plan into tectonically shielded elements.

The instant phase attribute is designed to analyze the area of wedging out of sediments, in combination [3] with an isochronous cut of sediments, which makes it possible to clarify the configuration characteristic of the wedging lines of all horizons under the surfaces of unconformities.

From the interpreted faults in the Jurassic sediments, it can be seen that no major faults were noticed in the main part of the structure of the survey area, all tectonic faults are discharges of small sizes, according to which the amplitude of the discharges is about 10 m, the length is short. In the southern part of the survey area, thrust faults were observed that cut up and cut through the Triassic upwards, and their length was relatively large.

In combination with the attribute of coherence, the attribute of curvature, the attribute of the instantaneous phase and others, work was done to interpret tectonic faults over the area. Typically, the coherence attribute is more sensitive to faults, and allows you to highlight smaller faults. The curvature attribute is designed to analyze larger tectonic elements. The combination of these two attributes (Fig. 2) allows a comprehensive analysis of area faults.

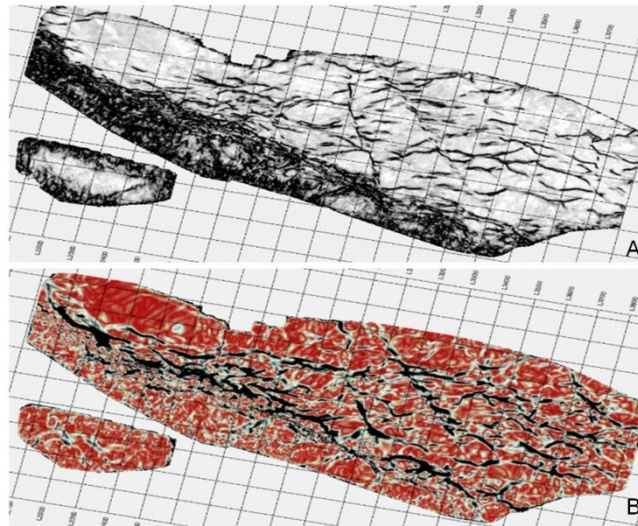


Fig. 2 A- The coherence attribute; B- The curvature attribute

Faults in the Triassic sediments are more developed than in the Jurassic sediments. The area developed 4 types of faults. In this case, the main faults by the dashed line: large size, the main faults have a sub-latitudinal strike, the inclination is large, limit the breakdown of structural zones; branched faults with a green dashed line have a submeridional strike, the inclination is large, the amplitude is small, and the zone of fault horsts of the structural base is cut off. Discharges by the green solid line are discharges accompanied by faults, the extension of which parallel to the shear zone limits the compressed anticline. Discharges by the blue solid line have a strike that is perpendicular to the branched shifts, the size is small, they limit the configuration of local structures.

Conclusion

Geophysical and geological studies of this area from a scientific point of view expand the understanding of extracting information about the detailed structure of the studied object with transition from the dynamic characteristics of the wave field to the geological characteristics of the object - facies composition, reservoir properties, HC content, etc. The combination of well data and the results of the kinematic and dynamic interpretation of seismic data makes it possible to construct a geological model of the studied object, which is not an integral part of the study in the geology of oil and gas.

Within the industrial framework, seismic data helped to detail the structural structures and the tectonic model of the research area, which provides the basis for adjusting the approach to the development of the oil reservoir and assessing the exploration potential of the area at high depth. The main target horizons are a structural type reservoir that determines the distribution of oil, water and gas. However, it is necessary to take into account the influence of the reservoir on the prevalence of hydrocarbons and the production rate of each individual well.

It is proposed to conduct a comprehensive study of seismic, geological and dynamic data for each productive horizon, make a detailed analysis and assess the effectiveness of field development, and predict areas rich in residual oil. Continue further geological research with the aim of identifying traps, understanding the formation of deposits, optimizing the development of facilities and locations for new wells.

Reference

1. Features of the geological structure and prospects for the exploration of new oil and gas deposits in the Mesozoic deposits of the Mangyshlak basin, KAZENERGY. - 2006. - № 4. - P. 71-73.
2. Geological structure and oil and gas potential of the platform part of the Caspian Sea. - 2017. - <https://neftgaz.ru/science/development/331536-geologicheskoe-stroenie-i-neftgazonosnost-platformennoy-chastii-kaspiyskogo-morya/>
3. Jing Wu, Donghong Zhou, Dingyou Lv, Chengmin Niu, Dianbo He, Guoying Li, and Xiaoyuan Wang. Structural interpretation of inner buried hill under restricted data availability - A case study in KL-X area, Bohai Bay Basin. -. Technical program SEG Denver Expanded Abstracts. - 2014. - P. 1689-1693.

ПОДСЕКЦИЯ 1 ПРОБЛЕМЫ МЕЖЪЯЗЫКОВОЙ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ КОММУНИКАЦИИ В УСЛОВИЯХ ГЛОБАЛИЗАЦИИ

ПРОФЕССИОНАЛЬНАЯ КОММУНИКАЦИЯ – ОСНОВА ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ СОТРУДНИКОВ КОМПАНИИ: МЕТОДИКА ОЦЕНКИ УРОВНЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ

М.Н. Кузин

Научный руководитель - доцент Л.М. Болсуновская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Целью статьи является изучение и анализ профессиональной коммуникации, как основы взаимодействия сотрудников компании, в эпоху происходящих глобальных изменений всех сфер жизнедеятельности.

Задачи, которые ставят перед собой авторы работы - структуризация определений основных понятий исследования, поиск зависимых и смежных областей, выявление и аппроксимация методики оценки уровня эффективности взаимодействия в профессиональной среде инженеров.

Коммуникация играет главенствующую роль в современном обществе, как непреходящий атрибут эпохи глобализации. Само понятие «коммуникация» происходит от латинского глагола *communicare* (сообщать, т.е. передавать информацию); при этом в социуме давно укрепилось этимологическое понимание «коммуникации», неразрывно связанное с понятиями «объединение» и «сообщество».

Исходя из теории символического взаимодействия Дж.Г. Мида, выделяющей коммуницирование как основной принцип устройства человека, Дж. Дьюи понимал коммуникацию как основу социального объединения.

Ю. Хабермас описывал коммуникативное действие как процесс, проясняющий нормативные притязания на истину, подлинность и правдивость, которые могли быть заявлены говорящими посредством их высказываний, но при этом проверены могли быть только во взаимном обмене аргументами [10]. Упрощая данную модель, можно выделить два главных атрибута коммуникации – информация для передачи, и способ ее передачи.

Классическая модель коммуникации Г. Лассуэлла, отвечающая на вопросы «кто?», «что?», «как?», «кому?», «результат?» была дополнена социально-психологической когнитивной теорией Т. Ньюкомба, отражающей динамику изменений, к которым стремится коммуникация. Данная теория учитывает межличностные отношения между контактирующими, и их индивидуальное отношение к объекту разговора, когда взаимодействующие, при совпадении отношений друг с другом, неизменно стремятся к совпадению отношений на уровне принятия информации [2] – чем привносится в переданную информацию искажение в виде «сверхпозитивной динамики» восприятия. Данное правило зависимости сохраняется и в обратную сторону, когда, при взаимном отторжении участников, накладывается искажение в виде «сверхнегативной динамики» восприятия.

Замкнутая модель коммуникации В. Шрамма и К. Осгуда определяла отправителя и получателя информации как равноправных партнёров, где достоверность переданной информации зависит от обоих участников взаимодействия. В дальнейшем, К. Шеннон и У. Уивер выделили и наложили на модель коммуникаций матрицу «шумов» – помех, затрудняющих коммуникацию. На основе перечисленных работ была составлена сводная таблица 1, с наглядным отображением зависимости эффективности коммуницирования от достоверности воспринимаемой информации, искажения в которую вносятся на этапе формирования элементов и стадийности процессов.

Таблица 1

Модель коммуницирования с наложением матрицы помех

| Базовые элементы процесса коммуникации с наложением шумовой модели | | Стадии обработки информации | Возникающие шумы |
|--|---|-----------------------------|----------------------------|
| Отправитель | Генерация идей, выборка информации для передачи | Интерпретация | Технические «передатчик» – |
| Канал | Средство передачи информации | Кодирование | |
| Сообщение | Информация, закодированная в символы | Декодирование | Семантические «приемник» – |
| Получатель | Лицо, которому предназначена информация | Интерпретация | |
| Результат | Эффективность сообщения | | |

Профессиональная коммуникация представляет собой конгломерат способов профессионального общения в специализированной среде, является основой эффективного взаимодействия сотрудников компании, отражающего скорость и результативность обмена необходимой информацией среди коллег, а также влияющего на продуктивность работы предприятия в целом [6].

Показатели неэффективной коммуникации выражаются в спорах с окружающими, и подразумевают наличие победителей и побежденных.

Эффективная коммуникация, наоборот, сводится к минимуму потери смысла сообщения (минимизация шумов), т.к. направлена на осмысление чувств и мнений окружающих. Показатели эффективной коммуникации характеризуют способность давать результат в расчете на единицу затрат для ее достижения [4].

Качество профессиональной интеграции напрямую зависит от интервалов времени, затраченных на взаимодействие, а также от объема переданной информации.

Профессиональная интеграция – это процесс идентификации личности сотрудника, как члена профсообщества, за счет переосмысления роли в нем и понимания этой роли, с ориентированностью мыслей и действий на развитие предприятия, возникающих в результате постоянного использования профессиональной коммуникации, и выражающихся в поиске и применении наиболее эффективных профессионально-ориентированных категорий [5].

Необходимым условием анализа результативности работы предприятия является оценка уровня эффективности взаимодействия сотрудников компании.

Ф. И. Шарков в своих трудах представлял эффективность коммуникации как отношение достигнутого результата коммуникативной деятельности к затратам при достижении этого результата [9]:

$$\text{эффективность} = \frac{\text{результат}}{\text{затраты}}$$

М. А. Василик эффективность коммуникации выделял как отношение достигнутого результата коммуникативной деятельности к начальной цели [3]:

$$\text{эффективность} = \frac{\text{результат}}{\text{цель}}$$

Основные методы оценки эффективности профессиональной коммуникации:

I. Коммерческая эффективность, определяемая как отношение изменения полученного результирующего показателя к затратам на осуществление коммуникаций в данном направлении, согласно работ Ф. И. Шаркова. Например, изменение объема сбыта с учетом затрат;

II. Количественный нефинансовый показатель. Например, количество покупателей после и до внедрения коммуникативных актов;

III. Качественный нефинансовый показатель. Является показателем достижения цели с помощью коммуникации, а также степени выполнения ее функции). Например, изменение качества взаимодействия сотрудников [4];

IV. Кадровый потенциал, как процесс определения соответствия значимости и результативности профессиональных знаний и практических навыков работников. Изучая работу В.Н. Корнеенко [5], составлена блочная таблица 2, позволяющая анализировать и структурировать значимость сотрудников для компании, путем изучения коэффициента по каждому из блоков.

Таблица 2

Оценка кадрового потенциала

| | | | |
|------------------------------|---------------------|-----------------------|---------------------------|
| Кадровый потенциал | | | |
| Психофизиологический блок | Здоровье | Трудовая дисциплина | Удовлетворенность работой |
| Квалификационный блок | Уровень образования | Профессиональный стаж | Производительность труда |
| Социально-экономический блок | Квалификация кадров | Рентабельность труда | Социальная поддержка |

Оценка уровня эффективности профессиональной коммуникации является необходимым условием управления коммуникативными процессами и предполагает необходимость выбора критериев оценки эффективности коммуникативной деятельности. Зная критерии оценки эффективности коммуникации, можно уже на этапе планирования коммуникативного акта выбрать наиболее подходящие и действенные способы его осуществления [4].

Для наиболее достоверного результата, с целью повышения точности измерения уровня эффективности, в расчетные методы I-III оценки эффективности необходимо вводить поправочные коэффициенты из блоков кадрового потенциала IV метода по каждому сотруднику за интервал времени.

Литература

1. Андреев М. Уроки, усвоенные из практического использования речевых технологий в аспекте борьбы против терроризма // Стратегия коммуникации. – Казань, 2011.
2. Бориснёв С.В. Социология коммуникации: Учеб. пособие для вузов. – М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2003.
3. Василик М.А. Основы теории коммуникации / под ред. М. А. Василика. – М., 2003.
4. Жернаков М.Б. Деловые коммуникации, 2014.
5. Корнеенко В.Н., Пазюк К.Т. Профессиональная коммуникация как один из элементов кадрового потенциала // Ученые заметки ТОГУ. – 2017. – Том 8. – № 3.
6. Мескон М., Альберт М., Хедоури Ф. Основы менеджмента.
7. Мирский Э. М. Управление и самоуправление в научно-технической сфере. – «Социологические исследования», 1995. – №7. – С. 3-17.
8. Назарчук А.В. Теория коммуникации в современной философии. – М.: Прогресс-Традиция, 2009.
9. Шарков Ф. И. Коммуникология. Основы теории коммуникации. – М., 2009.

10. Современная западная философия: Энциклопедический словарь / Под. ред. О. Хеффе, В.С. Малахова, В.П. Филатова, при участии Т.А. Дмитриева. – М., 2009, - 149 с.
11. Global Culture: Nationalism, Globalization and Modernity / Ed. by M. Featherstone. – London, 1990.

THE IMPACT OF GLOBALIZATION AND DIGITALIZATION ON CULTURAL EXCHANGE BETWEEN STUDENTS IN THE EDUCATIONAL PROCESS

D.V. Biryuk

Scientific advisor - senior lecturer V.E. Mironova
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Globalization, the process of global integration and unification in all spheres of our life is still significant among the tendencies of the modern world. Thus, the process of globalization leads to an increase in international communication, including the field of higher education. A lot of international organizations such as the European University Association (EUA), UNESCO, the International Association for the Evaluation of Educational Achievement (IEA) and others are actively involved in the development and formation of national policies in the field of education [3] in order to increase the level of «dialogue of cultures» between students from different countries.

A simultaneous sign and stimulus of globalization is the digitalization of education, which includes the introduction of new technologies in the educational process: the development of transnational education and the emergence of such alternative options for obtaining education as online courses. Also, the introduction of teaching materials implying computer-assisted learning and artificial intelligence technologies as well as the improvement of teachers' skills in the field of digital technologies are under the influence of globalization and digitalization. Thus, these processes can improve the quality of education and make cultural exchange between students easier, creating a global student community, students from different countries have the opportunity to obtain knowledge online and establish communication with each other, sharing knowledge and experience.

The purpose of this article is to study the impact of globalization and digitalization on the cultural exchange between students in the educational process, to study the possibilities of students in the field of "dialogue of cultures". The research was conducted at Tomsk Polytechnic University.

One of the main motivating impulse of the progress of globalization and unification in the sphere of higher education is the process that officially began its work on June 19, 1999 and was called the Bologna process. One of the main goals of this program is to "promote mobility by facilitating the effective implementation of free movement" [1].

The process involves the convergence and harmonization of higher education systems in Europe. Thus, a single European higher education space is being created. Now, the process includes 48 countries. Russia joined this process in September 2003. It was Russia's accession to the Bologna process that served as a new stage in the development of higher education in the country and created the possibility of academic exchanges with universities participating in the program.

To review the opportunities offered by the Bologna process for cultural exchange of students within the educational process, the National research Tomsk Polytechnic University was chosen, since this university was one of the first in the country to start reforming under the Bologna process. The university is also an internationally recognized educational and research center, which is confirmed by world ranking. So TPU occupies the following positions: QS World University Rankings 2020-387th place in the world, QS BRICS University Rankings 2019-39th place among BRICS countries, QS Graduate Employability Rankings 2020-301-500th place in the world, The European University Top 400 Rankings 2020-276th place in Europe.

In TPU, there are huge opportunities for cultural exchange – to get an education not only in the city of Tomsk, but also abroad:

Internships – short-term programs for specific projects abroad in the framework of Erasmus scholarship programs (a non-profit program of the European Union), implemented by the university with universities of Austria, Portugal, Italy, Hungary and Finland [2];

There are also short-term internships, which are thematic winter and summer schools lasting from a week to a month. A student can choose a thematic school depending on the area of study in TPU. Such training formats allow students to improve their level of foreign language proficiency, gain new knowledge, experience and get acquainted with the culture of the place where the summer/winter school is held. In addition, during the period of such training, it is possible to take educational, industrial or pre-graduate training not only in a foreign University, but also at foreign enterprises.

Academic exchange programs involve 90 partner universities from 25 countries (Brazil, Canada; Europe: Portugal, Spain, France, Switzerland, Belgium, Netherlands, Denmark, Germany, Poland, Slovakia, Italy, Austria, Czech Republic, Norway, Finland; Asia: Kazakhstan, China, India, Thailand, Taiwan, Republic of Korea, Japan)

Academic exchange is an educational process in which a student takes courses outside his home university as a part of academic exchange programs. Programs are implemented by partner universities based on bilateral agreements that determine the number of exchange students during the semester, the size of the scholarship, student placement options, and other aspects.

The advantages of studying under academic exchange programs are the following: there is no tuition fees; courses are available in English; the ability to choose a supervisor and an individual curriculum; support when applying for a visa; a certificate of academic performance at the end of the program, etc.

Master's programs of "double diplomas" with foreign universities-partners of TPU:

Petroleum Engineering (Heriot-Watt University, United Kingdom);

High-tech physics in mechanical engineering (technical University of Berlin, Germany);

Electricity production and transportation (Czech technical University in Prague, Czech Republic);

Production systems management (Czech technical University in Prague, Czech Republic);

Manufacturing of products from nanostructured materials (University of Grenoble, Alpes, France);

Participating in such programs, the student becomes an international specialist, and gains the opportunity to find a position in international job market, due to the fact that students get an application for a European diploma (Diploma Supplement). The Diploma Supplement is an official document developed by the European Commission, the Council of Europe and UNESCO, and under the Bologna agreement gives the right to continue education or get a position on the territory of any European state.

According to the official website of Tomsk Polytechnic University, the doors of 150 foreign universities are open to its students. Every year, more than five hundred TPU students are trained in such formats, taking training at leading universities located around the world.

However, these academic mobility programs require a certificate of foreign language proficiency. Students of Tomsk Polytechnic University are able to obtain it by having a test for knowledge of the corresponding foreign language. In addition, the university has a unique language-training course "Language for Mobility» where the student intensively prepares for testing during one semester and significantly raises his level of proficiency in a foreign language (English, German, French, and Chinese).

Digitalization at the university, which is the formation of various online information platforms, plays an important role in the process of globalization and the development of all these opportunities. The basic component of the electronic information and educational environment of TPU is LMS Moodle-a distance learning system that provides the implementation of the educational process. Moodle is focused on collaborative learning technologies-it allows you to organize training in the process of joint solution of educational tasks, to exchange knowledge, which also contributes to the "dialogue of cultures". In addition to LMS Moodle, the information environment of the TPU includes personal profiles of the student and the teacher (the ability for the teacher to keep electronic reports, and for the student to view their progress), online schedules, and other online services.

In addition to educational programs that provide an opportunity for cultural exchange, TPU has an Association of students from different countries united by common interests-the Buddy Building Club (BBC) community, which brings together active and creative people interested in learning foreign languages and cultures of the world's peoples, communicating with foreigners and developing their leadership potential. Thus, the club helps foreign students adapt to the new youth environment [4].

As a part of the study, a sociological survey was conducted among TPU students, which was attended by 30 students of various fields and engineering schools of bachelor's and master's degrees. The purpose of the survey was to identify students' knowledge of the university's opportunities listed in the article, their desire to take advantage of these opportunities, and to assess the effectiveness of the processes of globalization and digitalization occurring within the educational process in TPU.

Thus, according to the ten-point system, the average score for the effectiveness of globalization processes in TPU was 5.4 points, and the average score for the effectiveness of digitalization processes was 6 points. Speaking about the direct impact of these processes on students in education, 80% of respondents feel the impact of globalization in education. To the question, what exactly the impact of globalization is, respondents most often cited such aspects as the European system of education, foreign students in TPU and academic exchanges.

56.7% of respondents feel digitalization. In terms of the impact of digitalization, respondents identified mentioned online training introduced in the TPU in the LMS MOODLE electronic information educational environment, e-courses, and the student's online profile on the TPU website.

Speaking about university opportunities, respondents are most aware of academic exchange programs – 86.7%, however, only 60% know about language training courses "Language for Mobility". During their studies at TPU, respondents would like to take advantage of academic exchange programs and foreign internships.

In addition, the survey revealed that 96.6% of respondents do not know about the existence of the Buddy Building Club community, although 90% of students have foreign friends at the University, which indicates a high level of "dialogue of cultures" at the University.

As a result, after analyzing the opportunities for the "dialogue of cultures" at Tomsk Polytechnic University, it was concluded that all the conditions for the implementation of cultural exchange within the educational process were created for university students, and all the options and opportunities provided by TPU were considered. These opportunities became possible with the development of digital technologies and the process of globalization, which led to the unification of European and Russian higher education.

References

1. Kharitonova Olga Vladimirovna Academic mobility in the higher education space // *ChiO*. 2012. №2. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/akademicheskaya-mobilnost-v-prostranstve-vysshego-obrazovaniya> (date of issue: 18.01.2020).
2. International educational projects // Tomsk Polytechnic University URL: <https://tpu.ru/education%2Fprograms/international?mode=print> (date of issue: 05.01.2020).
3. Naletova I.V., Shcherbakova A. A. The impact of globalization on higher education. *Electronic scientific journal «Science. Society. State»*, 2017, vol. 5, no. 2, <http://esj.pnzgu.ru> (In Russian) (date of issue: 18.01.2020)
4. Ostroumova A. Yu. The Role of academic mobility in increasing the motivation of TPU students in learning a foreign language. *Young scientist*. – Kazan, 2015. – № 7. – С. 840 – 843.

THE INFLUENCE OF CULTURAL IDENTITY ON THE FORMATION OF AN INTERLANGUAGE BARRIER

V.I. Denisov

Scientific advisor - associate professor A.A. Syskina
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Cultural identity is a complex and multifaceted concept; it can most accurately be described as a combination of accumulated knowledge and emotions [1]. However, this description is incomplete, because the cultural identity is a characteristic of a specific group of people. This group, based on its identity, has its own unique attitude to the world around it.

As mentioned above, the cultural identity is a complex concept precisely in view of its peculiarity and individuality for different peoples, in this regard, this phenomenon is usually not taken into account when teaching foreign languages [2]. As a result, a problem arises when a native speaker cannot be understood not because of a lack of knowledge, but because of his belonging to another nation.

The objective is to identify the problem of the cultural identity influence on the formation of the interlanguage barrier using the example of the oil and gas sector. It should be borne in mind that the problem of the language barrier was specifically considered between the representatives of the Russian and English cultures. In accordance with the objective the following tasks were identified:

1. To identify speech techniques, on the basis of which it is possible to determine the influence of the identity on the language of a particular nation;
2. To evaluate how the identity of the cultures in question affects the understanding of speech techniques by a person familiar with the language of another group;
3. To analyze the data obtained in order to conclude whether there is a dependency or rule that would help to avoid the problems with the language barrier formed by the identity;
4. To make the assumptions about possible solutions to the problem if the dependency or rule is not found;
5. To draw a conclusion regarding the influence of the identity on the interlanguage barrier and, accordingly, on the formation of the problem in understanding between the representatives of different cultures on the basis of this influence.

Based on the analysis and conclusions drawn, to identify the following stages of development of the topic under study. In the course of the literature review, it was decided to conduct further research of such a linguistic unit as a metaphor. This decision is explained by the fact that the influence of the identity is most pronounced on it, since it is a linguistic embodiment of thinking processes, which is defined as a "cognitive phenomenon" [3]. The cognitive phenomenon here refers to a structure that was formed on the basis of acquired knowledge and judgment.

Next, an analysis of the metaphors was made, they are formed by the English-speaking representatives whose work is associated with the oil and gas sector. Thus, in addition to the indicated tasks, the analysis revealed the cognitive peculiarities of the English-speaking representatives in a particular profession.

The classification of the metaphors was carried out according to the following markers: similarity of external features, related functions, similarity in shape and location. This classification was chosen during the analysis of several sources, each of which gave its own classification of metaphors [3-5]. Below are some examples.

- similar external features

Tongue. Literal translation – язык [yazy`k] (Russian). Meaning in the context of the oil and gas industry – drill bit; the complete machinery and structures needed for drilling a well. The principle of word-formation – it looks like a tongue.

Umbrella roof. Literal translation – верхняя часть зонтика [verkhnyaya chast' zontika] (Russian). Meaning in the context of the oil and gas industry – spherical tank roof. The principle of word-formation – both objects look like an umbrella.

- similar functions

Basket. Literal translation – попадание (мячом в корзину) [popadanie (myachom v korzinu)] (Russian). Meaning in the context of the oil and gas industry – fishing tool. The principle of word-formation – a basket is used to eliminate accidents in wells by catching and retrieving objects flying into the well.

Healing. Literal translation – исцеление [iscelenie] (Russian). Meaning in the context of the oil and gas industry – closing of fractures. The principle of word-formation – the connection with healing can be seen.

- similarity in shape

Shoe string sands. Literal translation – пески, напоминающие шнурки для обуви [peski, napominayushhie shnurki dlya obuvi] (Russian). Meaning in the context of the oil and gas industry – lenticular sand. The principle of word-formation – shoe string sands are fine-grained clay sands lying in the form of lenses in an elongated form.

Alligator wrench. Literal translation – челюсть аллигатора [chelyust' alligator] (Russian). Meaning in the context of the oil and gas industry – tongs; hydraulically operated grabs used to hold sections of pipe during screwing or unscrewing, sometimes known as pipe tongs. The principle of word-formation – alligator wrench looks like an open alligator jaw.

- similar location

Tower skirt. Literal translation – юбка башенного типа [yubka bashennogo tipa] (Russian). Meaning in the context of the oil and gas industry – liner; small-diameter casing that extends into the production layer from just above the casing seat and is perforated when production starts. The principle of word-formation – a skirt covers the lower half of the body.

Overhead. Literal translation – над головой [nad golovoj] (Russian). Meaning in the context of the oil and gas industry – product trapped out from the top of the column. The principle of word-formation – it is the low-boiling fraction exiting from the top of the column; it is associated with an arrangement above the head.

The result of this part of the work is that metaphors, as the most evident representatives of the influence of the cultural identity, are beyond the reach of a man without significant knowledge of English language. In addition, the cognitive processes that guided native speakers in the process of metaphorization are indicated.

It is known that exclamation marks are often used in the Russian language, the Russian language is more prone to polysems, has high level of semantics, a free word order, which indicates the great emotionality of the Russian people [4]. In contrast, the main feature of the English-speaking people according to the analysis of the metaphors is their weaker emotionality. This trend can be traced in the way the metaphorization process took place, namely: the considered linguistic units were formed mainly not due to sensory perception, but on the basis of comparison with already known objects.

Next, an attempt was made to identify the principle by which the identity influences the formation of the metaphors. The identification of the principle was carried out by analyzing the cognitive processes that led to the formation of the metaphors, and comparing these processes with the method of metaphorization. In other words, it was assumed that cognitive processes should obey the same classification method as metaphors. As a result, it became clear that metaphorization is not subject to any rule and is individual for each nation.

In conclusion, it is worth noting that the process of metaphorization is one of the main ways of word formation in the oil industry of the English-speaking culture. According to the estimates, the proportion of new words obtained through metaphorization is about a third of the total number of the terms in the area under consideration [3]. In addition, the formation of new words occurs constantly, thus, the problem of the interlanguage barrier will always remain urgent. To solve this issue, it can be proposed to study not only the language itself, but also the features of life and culture of the English-speaking people in English classes.

Thus, in the course of the work, the problem of the language barrier arising as a result of the influence of the cultural identity was preliminarily identified. Further studies require more data for analysis.

In this regard, the next stage of the research will be a survey among students to obtain the required material. Also, the problem of the influence of the identity not only on the language barrier, but also on the behavior of English-speaking representatives during their professional activities will be raised. This will help to identify the distinguishing features of not only linguistic but also psychological communication of different people and to show the inefficiency of their interaction due to the influence of the cultural identity. In this case, the influence of the identity will no longer be considered via the language barrier, but the communication process as a whole.

References

1. Priroda nacional'noj psixologii / Pod red. N.D. Dzhandil'dina. – Alma-Ata.: Kazaxstan, 1971. – 122 p. (in Russ.).
2. Volkova E.A. Nacional'nyj mentalitet kak faktor mezhkul'turnoj kommunikacii // Vestnik MGIMO Universiteta seriya «Nauchnaya zhizn'». – Moskva, 2015. – no.1 (40). – P. 249-253 (in Russ.).
3. Kalinina S.V. Metaforicheskoe modelirovanie termina neftyanoj otrasli (na materiale anglijskogo yazy'ka) // Gramota seriya «Filologicheskie nauki. Voprosy' teorii i praktiki». – Tambov, 2019. – no.10. – P. 218 – 222 (in Russ.).
4. Lazarevich S.V. Metaforicheskoe pereosmy'slenie slov kak odin iz vazhnejshix sposobov slovoobrazovaniya zhargonimov (na materiale russkogo i anglijskogo yazy'kov) // Mir nauki, kul'tury', obrazovaniya. – Gorno-Altajsk, 2014. – vol.12. – no.1 (44). – P. 187 – 190 (in Russ.).
5. Klepikovskaya N.V. Metaforicheskij perenos kak sredstvo formirovaniya texnicheskix terminosistem // Vestnik Severnogo (Arkticheskogo) federal'nogo universiteta seriya «Gumanitarny'e i social'ny'e nauki». – Arxangel'sk, 2009. – no.1. – P. 85 – 88 (in Russ.).
6. Fetisov O.V. Vliyanie yazy'ka na mentalitet (na primere russkogo i anglijskogo yazy'kov) // Molody'e golosa: Materialy' III Vserossijskoj lingvometodicheskoj konferencii. – Anapa, 2018. – vol.3. – P. 51 – 54 (in Russ.).

THE ISSUE OF TRANSLATING OF NEOLOGISMS AS TERMS IN THE FIELD OF PETROLEUM ENGINEERING

A.O. Efanova¹, I.K. Zabrodina²

¹National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

²Tomsk State University of Building and Architecture, Tomsk, Russia

Currently, the oil and gas industry is a leading sector of the global economy and international relations. This has a rather strong influence on the economies and policies of countries. The presence of personal oil and gas benefits and the possibility of organizing exports allow us to achieve tremendous success in almost all areas of the economy involved in various countries [1]. With the growth of the oil and gas industry, the language used in this industry is also growing and improving. Along with this, new technologies, methods and equipment for oil and gas production appear. This, in turn, causes new neologisms to appear [2]. Therefore, Neology has a number of important issues that cannot be resolved. These include the failure to provide a clear terminological base, including the definition of the object of neology-neologism; the criteria for this have not been established with sufficient clarity [6].

A profession related to the oil and gas industry presupposes not only technical knowledge and abilities, as well as the capability to work with research and engineering literature in foreign languages. An experienced engineer must be aware that the language is constantly changing and developing, which means that all new and new expressions, phrases, and words [5]. Due to the modernization of social processes, it is important to be able to quickly and accurately adapt to a change in language, i.e. to its endless development and the emergence of new forms of words, expressions, abbreviations, etc. It turns out that if an employee or manager wants to be a professional in the business he is engaged in, he must know about each new trend of the language. Only in this case the translation will comply with all the norms of the language, will be understandable to the reader and interesting to the reader [5]. What are neologisms? Neologisms are words, expressions or new meanings of

already existing words, the appearance of which is associated with new trends in science, technology, social life. In other words, neologisms are new words and expressions that appear in the language, and therefore in speech, together with the changes taking place in the surrounding world [9].

Neologisms appear over time and invariably enter into our everyday speech, and then into the literary language. However, it is worth remembering that neologisms are related to passive vocabulary, since not all of us can understand them. Nevertheless, they exist, and we cannot neglect them, especially when translating modern texts, which are often “filled” with them [3].

Therefore, the purpose of this article is to analyze the issue of translating of neologisms as terms used in the field of petroleum engineering from English into Russian. The main ways to prevent neologisms are considered: transcription, transliteration, calquing and the descriptive method of translation.

1. Transmission of neologisms using translational transliteration and transcription. The use of transcription in translation is to transmit the sound of an English word in Russian letters. Going a little ahead, the technique of transliteration is that with the help of Russian letters not spelling forms are transmitted, but the letters that make up the English word [3]. The leading method in contemporary translation practice is transcription with conservation of some elements of transliteration. With the phonetic and graphic systems of languages differ significantly from each other, the transmission of the word form of a foreign language in the goal language is always somewhat conditional and estimated [1]. For example,

British Petroleum (Бритиш Петролеум) – крупнейшая мировая нефтяная британская государственная энергетическая компания. Ежедневно организация добывает по всему миру 3,3 миллиона баррелей нефти [7].

Transcription is the main method of translation in the transfer of names, and, like transliteration, is used in cases where it is desirable to reproduce the laconicism and specificity of a foreign word: «British Petroleum, operating off the coast of the United States in the Gulf of Mexico, set off an unprecedented ecological catastrophe» [6]– Компания «Бритиш Петролеум» вызвала беспрецедентную экологическую катастрофу в Мексиканском заливе у берегов Соединенных Штатов Америки (перевод автора).

2. Transliteration is a formal letter-by-word recreation of the peculiar lexical item using the alphabet of the translating language, a literal imitation of the form of the original word. In this case, the source word in the translated text is presented in a form adapted to the pronunciation characteristics of the translating language. Such a transcription method is a practical rule for transferring English names into Russian [10]. For example,

Argon (аргон) – аргонная струя, защищающая металл во время сварки. В настоящее время, инертный газ является защитой для расплавленной и нагретой металлической поверхности [7].

To use transliteration, you may not know the pronunciation of the English word, limited only by its visual perception. The given technique can be used in cases where the transmitted reality in its English sound evokes firmly rooted associations in the Russian reader: «Emissions include gases consisting of argon, carbon dioxide and water vapour» – В состав газообразных выбросов входят аргон, двуокись углерода и водяной пар (перевод автора) [9].

3. Calquing is used to “convey a lexicon that does not correspond in the translation language, i.e. creating a new word, phrase, or compound word for the corresponding subject based on elements and morphological relationships actually existing in the language” [2]. Actually, this is reproduction not of the sound but of the combinatorial arrangement of a word or sentence, when the components of a word (morpheme) or phrase (lexeme) are translated by the appropriating elements of the translating language. Calquing as a translation reception served as the basis for a large amount of various kinds of borrowing in multicultural communication in those cases. The advantage of calquing is the brevity and simplicity of the equivalent obtained with its help and its unambiguous correlation with the original word, reaching the complete reversibility of the correspondence [4]. For example,

Drilling axi («drilling» (бурение) + «axi» (ось)) — ось бурения [7].

This instance clearly reflects the translation of terms by their exact reproduction by means of the Russian language, or rather, literal translation: «The invention relates to a process and a device for the production of drilling holes from an angled position with respect to the drilling axis» [10] — Это изобретение соотносится с процессом и устройством для бурения отверстия под углом относительно оси бурения (перевод автора).

4. The descriptive method of translation indicates that there is no word that cannot be translated into another language descriptively. The choice of the most successful translation solution is determined by the situation [1]. A descriptive translation is used when it is difficult to convey the meaning of neologism using the previously described methods. Most often this happens in cases where an object, phenomenon or concept that neologism calls is absent in the borrowing culture. In other words, a descriptive translation consists in transmitting the meaning of an English word using a more or less common explanation. This method can be consumed both to explain the meaning in the dictionary, and when translating neologisms in a specific text [8]. For example,

Air gap at («air» (воздушный) + «gap at» (зазор)) — расстояние по вертикали от уровня спокойного моря до нижней кромки верхнего корпуса полупогружной буровой платформы во время бурения [7].

In this case, you can verify that this method is the most convenient way to explain an incomprehensible term, the only drawback is cumbersome and verbose: «The air gap between the sample and tubing wall should be as small as possible» [6] — Расстояние по вертикали от уровня спокойного моря до нижней кромки верхнего корпуса полупогружной буровой платформы во время бурения между образцом и стенками трубки должно быть минимальным (перевод автора).

Thus, a high level of professionalism is important for a translator. He needs to study special literature and high-quality, constantly updated reference materials in order to cope with the difficulties encountered in translating technical terms from English [3]. When translating oil and gas texts, the following difficulties may arise:

Ambiguity. Only having knowledge in the oil and gas industry, you can choose the necessary version of the translation of the term among many others.

Ignorance of terminology in Russian. The translator may find an appropriate translation of the terminology in Russian, but will not know its exact meaning. In such situations, knowledge of the oil and gas industry is also useful.

Realities. Names, their translation must be checked, because most often they already have their own translation in different languages [2].

The difficulties noted in the article for the translation of terms, explanations of how to overcome them, should help the translator to achieve accuracy, adequacy of the translation, and minimize errors. For these purposes, you must also pay attention to the main methods of translation, to know the specifics of the industry [1]. In general, the oil and gas sector combines a lot of technologies from various fields of knowledge, such as engineering, chemistry, geology, insurance, accounting, etc. This terminology also needs to be known. Moreover, with the advent of new technologies, equipment, and lines of business, oil and gas companies often develop their own terminology, which also needs to be understood [4].

References

1. Bertacco S. An Interview with Emily Apter //CR: The New Centennial Review. – 2016. – V. 16. – № 1. – Pp. 9-28.
2. Bilalova D. N., Kaskinova G. N. The study of affixoids and their analogues in the English language // Modern Pedagogical Education. – 2019. – № 11. – Pp. 166-170.
3. Fernández-Domínguez J. A morphosemantic investigation of term formation processes in English and Spanish //Languages in Contrast. – 2016. – V. 16. – № 1. – Pp. 54-83.
4. Gushchina I. N., Sidelnikova A. D. Specificity of the translation of texts used in the oil and gas industry from Chinese and English into Russian // Uchenye Zametki TOGU. – 2017. – T. 8. – No. 1-1. – Pp. 240-249.
5. Hack V. G. About modern French neology // New Words and Dictionaries of New Words. I., 1978.P. 38.
6. Ibatova A. Z. Technical translation teaching of engineering students in oil and gas sphere //Amazonia Investiga. – 2019. – V. 8. – № 18. – Pp. 288-295.
7. Oilfield Glossary [Electronic resource] // Schlumberger.URL:https://www.glossary.oilfield.slb.com (accessed at 13.03.2020).
8. Popova T.V. Neology and neography of the modern Russian language: Textbook. Allowance / T. V. Popova, I. V. Raciburskaya, D. V. Gugunava. M., 2005.– 128 p.
9. Samigullina L. Z. Lexical filling of the professional discourse of a specialist in the oil and gas industry // Bulletin of the University of Bashkir. – 2012. – V. 17. – №2.
10. Theoretical Foundations of Neology / Senko E. V. – Vladikavkaz, 2001. – 160 p.

DEVELOPMENT OF RESEARCH INTEREST AMONG FOREIGN STUDENTS OF THE UNIVERSITY IN THE PREPARATION OF FINAL QUALIFYING WORK

I.E. Isayeva

Scientific adviser - associate professor E.V. Maslennikova
Russian peoples friendship University, Moscow, Russia

One of the tasks of modernization of higher education is to intensify research activities of the University at all levels of training. Final qualifying work of level of higher vocational training qualifications bachelor and master is a document confirming the acquisition of the necessary competencies, key qualifications including skills of research activities.

Official level of preparation of final qualifying work for all students of bachelor program is established by the fourth year. This year foreign students a good command of oral and written Russian language is able to choose and present a topic to justify a detailed plan and expected results of their work. In addition, the official requirements for preparing work include discussion and approval of the topic of work/project, performance goals, concepts of the study and the main content section introduction. This sequence is compulsory, without its effective passage of job performance for protection is difficult or impossible. If you start work on selecting the theme and concept of the final qualification work/project of a foreign student in the earlier stages of learning, for example, from the second year, combining interest in the topic, research skills, etc. with the improvement of Russian language proficiency expected result in the form of written work and a scientific paper will be higher and the capacity and willingness of the student to carry out research activities in the future will increase in times. Therefore, it is advisable, based on the study of the concepts of interest and research interest to analyze the sequence of activities a foreign student in the preparation and submission of the final qualification work/project to protect and justify the need of choosing the topic of work and its development at earlier training courses.

To examine the problem and overcome the contradictions in the preparation of this article were used General scientific and special research methods: hypothetical-deductive method and method of synthesis, method of observation for selected group of students during certain periods of time, intentionally explanation, dialogue method and the projective method, allowing the use of other results of educational and scientific activities of students for the achievement of the article objectives.

The approach to the preparation of final qualifying work based on the development of research interest in the early stages of learning allows to describe and to test in practice, appropriate technologies and, on their basis, to organize training activities in such a way that it combined creativity, research interest and high quality of the final qualification work/project of a foreign student.

Of interest is the concept whose content includes "the primary knowledge about the subject matter and the positive emotion associated with this primary knowledge." [2] it is Difficult to determine which of these elements is manifested in the mind first and becomes the basis for further action, but the consequences of the unification of knowledge and emotions is well known – it works. The same process which makes any work of the beloved, and the acquisition of new knowledge necessary requirement, without which it is impossible happiness, or harmony of life.

The feature of interest is that the knowledge itself, the joy of its acquisition and enjoyment of use needs to meet at the site of the discipline, or work on the project and its discussion, or in the process of reading the scientific literature, the possible combinations of the proposed options. Primary knowledge becomes available in the process of cognitive activity of students, one of directions of which is development. Research activities are based on the research interest that integrates knowledge and feelings. Feelings are emotions in the development of emotions, which became essential for life and activity referred from instant unconscious reaction to the status expected and required. The most important experience in research activities can become final qualifying work of bachelor. If this is unavoidable for formal reasons, the experience lead to the birth of the present research interest of the students and to develop further in the learning process at the following levels of education? Yes, this is possible if you begin working on the WRC as early as possible. In the framework of educational work, such work is carried out by universities in the process of preparation of students of bachelor, but the actuality of the qualification work, as a form, which is also the result of cognitive activity, becomes clear only by the end of training. [4, C. 105] the Structure of the human psyche manifested on the conscious level, demonstrates the constant struggle between the desires, aspirations, needs, etc. Such a long list of confrontations in the period of students is a field of ongoing rivalry, ranking, hierarchy between "like" and "I want", "I wonder" or "I need" [1]. Student as a subject of educational and scientific activity is a period of formation and in this way there is the formal stages (session, scoring the work, final qualification work) and stages, certain objective and subjective circumstances. Final qualifying work – this is the stage with such complex characteristics, therefore, to acquire develop and improve the subjectivity of the researcher [3], the foreign student is designed to help supervisor.

The content of the research activities adequately disclose critical and reflective approach to the research [1], Its application allows you to create a research position in determining the topics to monitor the performance of soapfactory and self-regulation in the process of research activities, gain experience first publications, the catalyst for which could be the experience of the supervisor and his publication activity [6]. Domestic experience suggests the use of semantic schemas and reference signals in the process of discussing the content of the work/project that contributes to the establishment of feedback between student and supervisor [5].

Research interest of foreign students is formed in the process of learning and integrates science and practice. The acquired knowledge can be applied in research activities. Research interest international student dual-track and one-way, it must gain General and specific knowledge in the chosen area of professional training, but also to improve knowledge of the language of the country in which he is studying. Development of research interest help of modern methods of work of the supervisor with the student, for example, a method of gamification facilitates the development of skills for building models of complex systems [7] or case studies highlighting model elements similar to the studied object or process. Features of work with foreign student include the search model situations, not only in the country of study, but also in the country of reception, selection and analysis of specific situations, not only in General world practice, but in particular from the country of reception, the determination of the list, the translation and use of legal acts, regulatory documents, work instructions, standards, etc. All this must be combined with the help of a common language of communication; it is already clear, but not native for a foreign student. The most rational approach to begin the substantial stage of preparing a work / project is to work with dictionaries (technical), encyclopedias, etc. Such an accumulation of necessary concepts and categories allows you to create a primary dictionary on the basis of which a theoretical, methodological and practical field of work / project will be formed. International students can make a comparison between the points of view on the aspects of the work / project that exist in the scientific literature of the country of study, the country of admission and in world science in general, using the capabilities of the scientific databases of several countries. The intermediate and final results of the work / project can be published in the materials of scientific conferences of the country of study and the country of admission (if any).

The research activity of a bachelor student without interest is possible, but it does not lead to qualitative results. A qualitative result has an exact measurement in the form of a list of facts: a desire to continue studying in a magistracy, initiative and hard work in choosing a topic and preparing the content of future scientific publications, and participating in scientific conferences and competitions. In the facts of this list, among the motives and impulses there is ambition, perhaps vanity, but success is possible only if there is a creative beginning of activity, and the signal of his presence is a desire to continue his studies at a higher educational institution, possibly in Russia.

References

1. Ivanova M.A. Bolonskii protsess i samostoyatelnost studentov: rossiiskaya spetsifika //Vyshee obrazovanie v Rossii. – 2018. – №. 3.
2. Isaeva I.E. Osobennosti interesa v poznavatelnoi deyatelnosti studentov vuza //Voprosy obrazovaniya i nauki: teoreticheskii i metodicheskii aspekty. – 2015. – S. 27-31.
3. Kuryan M.L. Problema dialoga mezhdu uchastnikami obrazovatel'nogo protsessa v situatsii predostavleniya prepodavatelem obratnoi svyazi //Vestnik Minskogo universiteta. – 2017. – №. 3 (20).
4. Ryabukhina E.V., Nuzhdina M.V. Aktivnye i interaktivnye obrazovatelnye tekhnologii v vuze //Karelskii nauchnyi zhurnal. – 2015. – №. 3 (12).
5. Mishurina O.A. Povyshenie kachestva podgotovki studentov bakalavriata v usloviyakh realizatsii federalnykh gosudarstvennykh obrazovatelnykh standartov vysshego obrazovaniya //Mezhdunarodnyi zhurnal eksperimental'nogo obrazovaniya. – 2016. – №. 1-0. – S. 90-93.
6. Suskie L. Assessing student learning: A common sense guide. – John Wiley & Sons, 2018.
7. Federalnyi zakon ot 29 dekabrya 2012 g. N 273-FZ "Ob obrazovanii v Rossiiskoi Federatsii" // Sobranie zakonodatelstva Rossiiskoi Federatsii ot 2012 g., N 53, st. 7598 (chast 1)

TPU PREREQUISITES AND FRAMEWORK FOR CLIL IMPLEMENTATION

A.V. Kudryashova

Scientific adviser associate professor T.V. Sidorenko
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia, Tomsk, Russia

Improving the language training of university graduates majoring in technical field is currently one of the most urgent objectives of the modernization of Russian tertiary education. This is due to the globalization and informatization of modern society, development of innovative technologies, and integration of Russia into the world community, which forces specialists to go beyond their habitual environment. For example, many organizations provide their employees with the opportunity to participate in grants and projects implemented by international groups, which requires knowledge of both the subject area and a foreign language (most often English). This trend is stipulated by the growing number of foreign producers and various joint ventures. Also, there is a need to read authentic literature on the subject area in order to get relevant information, translate texts in the scope of professional domain. There are opportunities for advanced training abroad, sharing professional experience and knowledge with foreign colleagues, engaging in scientific events and publication of their results in international journals. The challenges of modernity make the form and content of classes to acquire the mode of language immersion in professional activities, which requires concurrent acquisition of content in two languages.

Thus, following this globalization trend in the educational sphere, Russian tertiary education attempts to provide high-quality and effective training in foreign languages, other than the official language of the country, and in major cases it is English. Specifically, English is used as a medium to study subject-matter courses, which constitute mainstream educational programs that students are majoring in, and which are originally taught in a native language. One of the reasons for integrating both content and language in learning process is that “it provides exposure to the language without requiring extra time in the curriculum, which can be of particular interest in vocational settings” [3] and, in addition, second language (L2) learners gain the benefit being exposed to both foreign language acquisition and domain-specific language as well. Besides the opportunity of “using a language as a medium for learning content and content as a resource for learning and improving language” [6], it introduces the wider cultural context, prepares learners for international interaction allowing them to learn not only the content and the language but how to communicate on profession-based topics and how to deal with different channels of information that is primarily stored as big data in various sources in English. It also results in learners’ higher awareness and ability to find a set of solutions towards engineering challenges through using convergence knowledge. The approach to run teaching within content-language integrated learning (CLIL) methodology gives teachers the academic or didactic freedom in methods and organizational forms of classroom practices.

Tomsk Polytechnic University (TPU) is one of few universities in Russia which has paid much attention to foreign language training over time, (since 1998) and has been experimenting with various ways, means and formats to incorporate foreign language instruction into engineering curriculum and thus, has hands-on experience in advancing education curricula and particular courses in English. However, before proceeding to experience analysis, there is a reason to trace the whole language training history at the university.

Attempts to massively introduce English into engineering curricula at Tomsk Polytechnic University had been made long before this challenge was undertaken by other Russian universities. In 1998, Rector Yuriy Pokholkov initiated a language reform at the university to intensify teaching students English as a Foreign Language across the university. The reform included five times increase in human resource, six times increase in academic workload and significant budget allocations to support all this innovative initiatives and infrastructure. The rector aimed to create a multilanguage environment with the view to expedite academic mobility and internationalization of the university. The new educational philosophy was based on the assumption that “foreign languages are an integral component of an engineering profile because engineering graduates should be able to continue education and work in any country of the world” [2].

The major dispute regarding the reform at the University arose around the issue of teaching methodology. The university administration and course developers admit that foreign language teaching at an engineering school should not be limited to translating technical texts like it was commonly practiced. The common understanding what “a good English course” should look like was based on the statement-purpose that it must deal with ‘additional and practical values’, useful and required in real-job world. Therefore, the methodology to be chosen should include the activities and tasks which would resonate with real-life situations and professional needs of graduates. In other words, “a good course” should be more learner-oriented.

The first solution offered as improvement concluded in changing the existing system of language training that had been *massive*, where the content of learning had been the same for all without taking into deep consideration students’ needs and a knowledge level. New solution was based on building up a linear educational model and implied division of students into groups based on the level of language proficiency. Professional communicative adequacy was chosen as the leading educational principle and implied the development of competencies eligible and required in professional communication. The commitment to teaching adequate communication entailed designing more pragmatic and profession-oriented content. This concerned personification of knowledge and motivation of students, which for centuries has been considered as the main driving factor and the factor of success in learning languages, just for the reason that a language should not be taught but should be learned.

After two years of the reforms, foreign language education at the university expanded by adding into engineering programmes the courses of English for Specific Purposes (ESP) in the amount of 612 hours per year. That was the first attempt to integrate language and content. The main difficulty that the course developers faced was to define the frame of professional competencies and, as a consequence, the learning outcomes because the mandatory State Educational Standards imposed inconsistent and ambiguous requirements to a graduate’s language proficiency, for instance, “to be able to prepare reports, to understand the main rules of corporate relations in international companies and to use a foreign language in

professional activity". A course of a foreign language of that period was typically built across various profession-related situations based on general engineering topics [4].

Unfortunately, the first effort of the university to create a resource base and improve foreign language proficiency by a large-scale training failed to achieve the expected results at full extent. Analysis showed that the practical component of ESP learning materials was not strong enough, mostly due to limited communicative situations and the nature of selected target vocabulary, mainly from the point of its validity. Rather than being rhetorical we conducted the collaborative experimental study on the corpus lexis that was offered within the course "Business English". The vocabulary analysis was carried out with the use of corpus software tools, specifically, AntWordProfile, Complete Lexical Tutor programs. The experiment results unveiled some shortcomings of teacher-created materials and the major part was a small amount of real-life target vocabulary and the type of context itself, which conventionally help learners' to acquire the learning material. The context is to endow the retention of the word under consideration, thus it should be repetitive or include cases of key words repetitions, making them more learnable. In so doing, when selecting the vocabulary to learn, the range and the frequency of it should be counted as one of the top factors. The conducted experiment showed that the course texts contained only 27.4 % of the target lexis that was not enough to speak about efficiency of a course [5].

Student surveys also showed that professional discussions were often limited to problem statement that never found the further development in some practical solutions that could be discussed from the point of professional knowledge growth. Moreover, some inaccuracies and terminology errors were common when translating professional texts. As a result, new knowledge often had only a weak association with professional fields was quickly substituted in the operational memory with the next set of knowledge and rarely developed into a practical skill of adequate professional communication. In other words, in Bloom's terminology, the lessons were targeted at the students' low cognitive levels of remembering, comprehending and applying and not at the high levels of analysing, synthesizing and evaluating, according to B. Bloom's taxonomy of cognitive domains [1].

To solve the problem, content teachers were invited to join a new type of a 'double agent' course also known at Tomsk Polytechnic University as a course of pedagogical tandems. In this mode, a professional English course was taught together by a linguist and by a content teacher. The teaching was based on the model of adjunct/linked learning, where a content teacher was responsible for the development of professional knowledge and skills and a linguist focused on useful language skills of each specific professional context. The approach could be classified as CBI + ESP. Compared to the previous model, the new teaching had a more complex organizational structure and links because of the need for collaboration at the level of two structural divisions.

The focus was done on acquisition of specialized vocabulary to equip learners with the necessary tools for professional communication. The practice was carried out by both content and language teachers. However, the approach failed because it was unable to achieve the desired results and for it there were some obvious reasons:

- absence of well-organized and well-supervised collaboration (between content and language instructors) led to inconsistency between language instructor's classes and content teacher classes;

- English as a foreign language (EFL) instructors encountered difficulties associated with content-based knowledge to explain specialized vocabulary;

- in addition, the level/command of foreign language of most content teachers was insufficient to develop communicative tasks and organize discussions; translation tasks dominated during the instruction (from a target language into the source one).

To overcome the drawbacks mentioned, after 2 years of general-purpose language instruction, it was decided to incorporate Elective Course Component for 3d and 4th year undergraduates. The course was intended to bridge the gap between language instructors' classes and content teachers' classes. The course presented learners' main subjects taught by a content teacher who decided on the most content part of that subject and taught it in a foreign language. The language instructor's role was simply to consult the content teachers on the choice of tasks format, and help with material development and class planning (a language advisor). However, there was no high degree of consistency across the classes taught in a foreign language and in learners' native language. And afterwards, "Professional Training in Foreign Language" class, that is likely to be framed as CLIL, was introduced in 2016 and is still being taught now. It presents a holistic subject-matter course, instead of an elective course component, which is taught by a content teacher and compulsory for every engineering major (the 3d, and the 4th year undergraduates and Master students). In fact, the university supports the idea of extensive foreign language training, and is still looking for the ways how to incorporate it in engineering curricula, but it faces the problems concerned with insufficient pragmatically-oriented component of the instructional context. And, together with the benefits that ESP/CBI/CLIL possess, the experience gained has shown that implementation of these approaches highlight the following concerns:

- dealing with ESP, where the abovementioned approaches might be utilized, teachers always have to confront with issues which are exclusively linked to the specific features of the domain language;

- handling the situation when L2 learners have different background knowledge, mother tongue, and are not equally trained in the foreign language but are exposed to academic content in this foreign language (EMI) without any foreign language instructional support on the part of a language instructor;

- teaching a vocational context in English implies that a content teacher should be both a competent linguist and an expert in the subject content.

Global challenges of cross-border education remain relevant and require quick solutions. Understanding that integration of content and language is needed is growing every day. CLIL being an approach oriented towards achievement of a dual objective, where a foreign language is used as a means of teaching content and is the object of study at the same time tend to meet the challenges of the current requirements posed to university graduates. Expanding practices and raising motivation to generate them will over time develop clearer concepts based on experience and regarding the specifics of the actual educational system. Organizational measures such as the tandems of English teachers and subject teachers,

professional communities of the subject teachers involved in CLIL training, which will culminate in the reinforcement of the interdisciplinary component of the educational process and ultimately will provide a greater quality of education.

References

1. Anderson L., Krathwohl D.A. *Taxonomy for Learning, Teaching and Assessing: A Revision of Bloom's Taxonomy of Educational Objectives*. – New York: Longman, 2001 – 336 p.
2. Chuchalin A.I., Vvedinskaya S.B. *Modelirovanie protsessov inoyazyichnoy podgotovki v vuze s pozitsii upravleniya kachestvom // Inzhenernoe obrazovanie*. – 2005. – Vol.3. – P.136-143.
3. Klimova, B.F. CLIL and the teaching of foreign languages. *Procedia / Social and Behavioral Sciences*. 2012 – Vol.47 – P.572 – 576.
4. Polyakova L.O. *Zachem inzheneru inostrannyiy yazyik? (Analiz professionalnykh standartov) // Sovremennyye problemy nauki i obrazovaniya*, 2015 – Vol.6.
5. Rozanova Ya., Kudryashova A., Zamyatina O. *Computer-aided research of ESP class materials: vocabulary potential and learning opportunities // Language and Culture*, 2018 – Vol.42. – P.152–162. DOI: 10.17223/19996195/42/9 (In eng.)
6. Stoller, F. *Content-Based instruction: A shell for language teaching or a framework for strategic language and content learning*. TESOL Convention. – Salt Lake city, Utah, April 2002.

MODERN WAYS OF IMPROVING KNOWLEDGE OF FOREIGN LANGUAGES FOR SUCCESSFUL COMMUNICATION IN CONDITION OF ESSENTIAL ENTERTAINMENT

A.S. Kuzmenko

Scientific advisor - senior lecturer V.E. Mironova
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

As long as new technologies are appearing there will be new ways to learn some information. Discovery of the Internet triggered the development of an entertainment industry. People are used to wasting time for entertainment. For example, there are 400 thousand players of Dota 2 [2] per day and 500 thousand players of Counter-Strike: Global Offensive [1]. These statistics show us that a lot of young people spend their time by playing computer games.

In terms of above mentioned data it is important to learn some ways that would help to learn foreign languages in an entertaining way.

First of all, it is computer games. Since the time of the first games, the gaming industry developed rapidly, and as a result, there is e-sports that involved people from all over the world. Most students prefer to learn vocabulary by playing computer games [3].

As far as single games are concerned, there are a lot of them that do not have a translation. That is why some people can start learning foreign language to play such games. The other way that people which are able to understand most part of the text in the game is that they can only find a translation of unknown words and memorize.

In multiplayer games, people must communicate with each other for a successful game. From time to time, a team consists of players from different countries and then for successful communication they use English based vocabulary, such as mid from middle.

Teacher can make the lesson more interesting, easy to understand and fun through the games. Learning more words by playing games can help students start speaking English and other foreign languages well [6].

Another modern entertainment is manga. There are a large number of genres, so it is possible to find a suitable manga. Unfortunately, it takes time to translate text, and there is not translation for not so popular manga. If a person is interested in a story, he is able to continue reading in foreign language and thus improve his knowledge.

The other way, that manga helps to learn language is an interest in learning Japanese. Some people are inspired by Japanese culture, so they start learning language and at least some words.

People waste a lot of free time in social network. They read posts of most popular accounts that used to be in English. By this, they improve their vocabulary. Other people improve their knowledge to write posts in English for higher popularity. Also there are a lot of interesting youtubers speaking English, so for watching these videos, that are not translated into native languages, a person has to learn a language. By watching these videos with subtitles they are able to improve their knowledge.

A huge number of people listen to music, in this way songs can become a funny way of learning a foreign language. Some people memorize texts of songs in different languages, they also find a translation of texts and in this way they are able to learn foreign language. There is one of the easiest way to support oral language practice, it is karaoke [5]. Songs provide tools to strengthen and reinforce vocabulary, listening, comprehension, writing and speaking [4].

Even book reading has changed with the introduction of new technologies. There are programs that allow people to read in native and foreign languages at the same time. Such programs significantly simplify the understanding of the content and learning new words.

It is possible to note the fact that thanks to technology, a person can instantly find a translation of a new word for him. It simplifies both reading and learning in a foreign language.

Despite the seemingly ideal opportunity to learn foreign languages, by playing, there are significant limitations to these methods. The main problem is learning grammar. The above methods do not allow learning grammar. Other problem is the need for basic knowledge of a foreign language, because these methods help to improve vocabulary.

In conclusion, development of new technologies opened different ways to improve knowledge of a foreign language. It can help a child start learning or improve knowledge to advanced level. Playing computer games, reading and

using social network are great to increase vocabulary. Watching films, videos on youtube and listening to music advance a wide range of skills necessary to successful communication.

References

1. Counter-Strike: Global Offensive // STEAMCHARTS URL: <https://steamcharts.com/app/730> (date of the application: 10.03.2020).
2. Dota 2 // STEAMCHARTS URL: <https://steamcharts.com/app/570> (date of the application: 10.03.2020).
3. Ioanna Vasileiadou, Zafiri Makrina Using Online Computer Games in the ELT Classroom: A Case Study // English Language Teaching. Canadian Center of Science and Education, 2017.
4. Khaydarova N.G. THE EFFECTIVENESS OF ENGLISH LANGUAGE LEARNING THROUGH MUSIC // Dostizheniya nauki i obrazovaniya. 2018.
5. Kristin Lems LEARNING ENGLISH THROUGH MUSIC IN THE DIGITAL AGE // National Louis University, 2016.
6. Ruzieva N.Z. THE IMPORTANCE OF USING GAMES IN TEACHING ENGLISH AS A SECOND LANGUAGE // Dostizheniya nauki i obrazovaniya. 2017.

THE INFLUENCE OF MENTALITY ON THE ADAPTATION PROCESS IN A FOREIGN UNIVERSITY

D.V. Makarevich, D.D. Skupchenko

Scientific advisor - senior lecturer V.E. Mironova

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

In the modern world the information society prevails that changes education in general and the human value system as well. In Russia a large number of different cultures and faiths have been accumulated. Adaptation in a new environment for any person is rather complicated, for example, in most Russian universities the learning process takes place only in Russian, which forms the problem of the language barrier for foreign students. Different nationalities have a different perception of the learning process in a foreign language environment. Being students of National Research Tomsk Polytechnic University known for international relations and foreign students, we are carrying out the given problem.

The purpose of this article is to study the influence of mentality on the process of foreign students' adaptation. To achieve the mentioned purpose, it is important to complete the following objectives:

1. to investigate the necessary material in cultural studies and psychology;
2. to analyze the material found;
3. to analyze modern work on the study of the process of foreign students adaptation;
4. to describe a project that contributes to the adaptation process of international students.

The problem described in the article is the difficult process of adaptation of foreign students to universities.

What is a mentality? Before describing the problem it is important to highlight the meaning of such phenomenon as mentality. Mentality is a certain combination of mental, emotional, cultural characteristics and value orientations inherent in a particular social or ethnic group.

Mentality presupposes the existence of attitudes of consciousness, which include a person's self-image of himself, self-perception of his place in nature and society, and all these aspects are not subjected to logical interpretation. The nature of the mentality is largely associated with the subconscious sphere, which precisely determines human behavior.

The main components of the mentality. We have identified two basic components of the mentality:

- Uniqueness. It includes feelings, emotions, ideas, stereotypes inherent in one subject and absent in others;
- A peculiar combination of certain characteristics that is characteristic only for a specific collective subject.

Stereotypes. It is interesting to note the peoples are perceived in comparison with their own nation by representatives of another culture, thus, South Americans can evaluate the Scandinavians as emotional and cheerful, and the Russians as a reserved nationality.

For a long time everyone has been aware that mutual understanding leads to successful cooperation, that can not always be possible or even very difficult to achieve. Nevertheless, what is considered to be the reason for the poor level of understanding in cross-cultural communication?

The main reason for misunderstanding in intercultural communication is the difference in the national consciousness of communicants, and not the difference in languages. To make the picture of the world and our life clear, we often apply certain stereotypes that have become permanent fixtures for various nationalities. For example, the British are thought to be secretive and even withdrawn; the Chechens are cruel; the Americans always try to be successful; the Jews are sly. In the second part of the XXth century some investigations were carried out and revealed interesting facts about mentality of different nationalities, thus, southern Europeans, such as Italians, are considered to be more emotional and less skilled at work than Northern Europeans, such as Germans or Scandinavians.

Thus, the real nature of relations between people is directly related to the main characteristics of ethnic stereotypes, regardless of whether it is cooperation or competition, dominance or subordination.

Unfortunately, just the same stereotypes give rise to various conflicts which lead to problems with the adaptation of foreign students in higher educational institutions.

It would also be relevant to consider several most common stereotypes about Russians:

1. Many foreigners believe that to the Russian people, "the law is not important" that is partly true, because Russian people often break the rules in their everyday life;

2. Many people abroad believe that Russians drink alcohol a lot;
3. Foreigners believe that Russian people have a strange attitude towards food, because they do not understand why it is important for Russian people to put everything on the table: tomatoes, cucumbers, salads, etc..
4. People abroad believe that we are serious and sad, because it is not customary for us to use “empty” smiles in which there are no feelings;
5. Many foreigners do not understand our mentality or, at least, some qualities typical to Russians.

The adaptation of foreign students in foreign universities is a rather complicated process, which is mainly important for the following reasons:

1. Poor knowledge of the local language by foreign students;
2. The psychological barrier in dealing with foreigners;
3. Psychological self-perception, “I am like a stranger”;
4. The difference in cultural values and traditions of their country and the country that accepts them.

Since this complex problem causes difficulties, it can even lead to a decrease in the performance of foreigners or cause them to return to their homeland.

Ways to solve the problem. There are various ways to solve the problem:

1. actively involve foreign students in cultural life;
2. promote a more cohesive relationship with local students;
3. attract foreign students to work on socially oriented activities.

A large number of foreign students study at our university. Seeing their problems, the students of our university, within the framework of the curator school, decided to organize the Meeting days Club. Initially it was planned to arrange meetings for communication and practice of the Russian language with foreigners. However, over time, the goal of the project was the adaptation of foreign students to TPU environment. Within the framework of the club, the creators arrange not only meetings, but also provide assistance, become a team. Club members can be asked about studying, difficulties in learning the Russian language, problems in everyday life, etc. Three curators are involved in the project, usually ten students attend the meeting, and each of them is given special attention. The meeting consists of three parts: acquaintance, as new students come to each meeting, the thematic part, usually it includes watching movies and various games, and reflection. People of different ages come to the club meeting, most of them are first-year students, but there are also senior students or even graduates. Now the club conference has 47 people. The author of this project is Anastasia Legonkina, who is currently a second-year student at Tomsk Polytechnic University. We believe that the project has a beneficial effect on international students.

Thus, we studied the influence of mentality on the process of foreign students' adaptation and also examined the solution to the problem in the difficult process of adaptation of foreign students in universities. Since the adaptation process is very complex, it is necessary to involve psychologists, social educators and ordinary teachers in the process of cooperation that should help foreign students.

References

1. Londajim Thierry Sociocultural adaptation of foreign students studying in Russian universities: abstract. dis. ... cand. social Sciences: 22.00.04. - Nizhny Novgorod, 2012. -- 25 p.
2. Mentality - what is it and how is it formed? // Woman advice.ru URL: <https://womanadvice.ru/mentalitet-cto-eto-takoe-i-kak-formiruetsya> (accessed: 03.19.2020).
3. Sociocultural stereotypes and ways to overcome them in the process of teaching a foreign (English) language to students of faculties of international relations // Pandia URL: <https://pandia.ru/text/80/086/395.php> (accessed: 04/05/2020) .
4. Stereotypes about “crazy” Russian eyes of foreigners // Kramola URL: <https://www.kramola.info/vesti/novosti/stereotipy-osumasshedshih-russkih-glazami-inostrancev> (accessed: 04.04.2020).
5. The role of a foreign language and foreign language culture in the modern education system // ifreestore URL: <http://ifreestore.net/2873/11/> (accessed: 04/01/2020).
6. What is the mentality? Features of the Russian mentality and its formation // anews URL: <https://www.anews.com/p/123456098-cto-takoe-mentalitet-osobnosti-russkogo-mentaliteta-i-ego-formirovanie/> (accessed: 03/29/2020)

**EXPERIENCE OF INTER-LANGUAGE COMMUNICATION WHEN DEVELOPING COMPETENCES
IN THE FIELD OF OIL AND GAS GEOLOGY**

V.A. Prilukova, B.B. Dorzhiev

Scientific adviser - professor V.A. Melkiy

Sakhalin State University, Yuzhno-Sakhalinsk, Russia

At the present time, the globalization of international relations is becoming increasingly important. People need to gain knowledge of professional competencies in various countries of the world. Therefore, specialist needs to become familiar with world standards and values. That is, a good specialist in any field must have skills to communicate with people from different countries. In this regard, there are problems in communication between people, there are language barriers. So, now it becomes necessary to study an additional language in order to remain on par with specialists from other countries. This is necessary for exchange of experience, communication and training [1].

Such situations can occur at any moment of life. I had such an experience in internship in Japan. In September 2019, we (4 students of SSU) were trained in Japanese company «SODECO» (Sakhalin Oil and Gas Development Company). We all study at the Department of Geology of Oil and Gas. And this is the third internship of students from the Technical Oil and Gas Institute of SSU.

Traditionally, the SODECO company was host country – participant in the Sakhalin-1 offshore project. In the framework of memorandum of cooperation in the field of education, signed by SODECO, the Sakhalin State University and the Government of the Sakhalin Region, a student exchange program has been implemented since 2016.

From 3 to September 20, 2019 we have visited in 4 Japanese cities: Tokyo, Nagaoka, Niigata and Kyoto. During this period, we took intensive course aimed at expanding knowledge about the oil and gas industry and culture of Japan.

Throughout our stay in Japan, we spoke in English. During excursions, lectures, or just walks, we discussed various topics. Sometimes we had difficulty communicating due to a number of reasons:

Terms are not translated into Russian.

In the field of oil and gas, there are a lot of terms that are difficult to translate into Russian while maintaining its true meaning. That is, some words can be understood in another language, but providing accurate translation in Russian can be very difficult, and sometimes even impossible. This provokes some difficulties in exchange of experience in the development of these competencies.

Accent.

The accent makes it difficult to correctly perceive words and their meanings. Against this background, misunderstandings may appear and the speed of information exchange is reduced.

Speech defects.

As a rule, any speech defects cause additional translation difficulties, especially when saturated with special terms.

In honor of our arrival in Japan, the company organized a festive evening (where there was a light and relaxed atmosphere) at head office of the company, where we met with SODECO employees (Figure 1. a).



a – excursion to the Japex facility



b – acquaintance with company employees

Figure 1. Photos from the internship

The first production complex that we visited was the regasification terminal of Tokyo Gas, which receives liquefied natural gas (LNG) from the Sakhalin-2 project. We were amazed at technologies that make it possible to rationally use cryogenic energy of LNG and store liquefied gases in the largest tanks in the world. Employees of the company demonstrated experiments with LNG to explain to us the nature of liquefied gases. They also guided us through the terminal.

Then we visited the JOGMEC-TRC research center, which specializes in studying the properties of core samples and creating hydrodynamic models of reservoirs. Employees of the company showed us hydrodynamic models of offshore fields in Japan, as well as the equipment with which the filtering properties of the core are studied. Of great interest to us was enhanced oil recovery method by injecting carbon dioxide into the reservoir.

We were fortunate enough to visit two Japanese fields: Katagai gas field in Nagaoka (Figure 1. b) and Iwafuneoki offshore oil and gas field. It was a delight when for the first time in our life we visited an oil and gas platform. The platform workers guided us throughout platform, showed us the equipment that is located there.

The last facility we visited was the Kawasaki refinery. We were surprised that most of the equipment has been operating for more than 50 years at the highest temperatures up to 700°C and is still working properly. It was also quite interesting to hear about modern oil distillation technology.

Also, during our stay in Japan we were able to visit two universities: Waseda University and Niigata University.

At Niigata University, Professor Hiroshi Kurita lectured us [4]. Lectures were devoted to the geological structure of Japan and the Niigata region. He told us about how Japanese archipelago appeared and about the formation of oil in the area. An interesting fact was that geological structure of the continent and Japanese islands is different (although they used to be a single entity). Then he gave us practical classes. We examined geological outcrops in which we observed marine, deltaic sandstone body of Early Pleistocene, analogous subsurface hydrocarbon reservoirs (Figure 2).



Fig. 2. Practical classes on Geological outcrops by Hiroshi Kurita

At Waseda University, we were able to listen to lectures on the basics of seismic exploration and basics of increasing hydrocarbon production by Kenji Furui [3]. At each of lectures, we performed practical tasks together with students from Waseda University. A friendly atmosphere developed in the audience, which helped us better understand the lecture material and consolidate it in practice.

The cultural program has become an integral part of our trip to Japan. Knowing cultural values and understanding what they are proud of, it is easier to build communication between people [2].

We visited Asakusa temple in the early days of our stay in Japan. This was one of the first steps in our acquaintance with the country and its architectural features and traditions.

Our main cultural program continued in Kyoto. Golden Pavilion, Rock Garden, Kiomizudera temple, Sanjisangendo, Tenryu-ji temple - all these places were interesting for their extraordinary calmness and, despite the large number of tourists, some kind of inner peace was felt. Around the temples was always as if part of nature, although they were often located in busy areas. In addition, each place had something special. Kyoto National Museum surprised with its scale and atmosphere. Here we could see Japanese household items, could be imbued with art, looking at paintings, different variations of national clothes.

Separately, I would like to highlight the tea ceremony. During its implementation, we were taught to brew and drink match tea correctly. The ceremony was held by real geisha, and traditional geisha dances were also shown. The last stage of ceremony was the game. It was necessary to show all their best qualities in order to win.

The cultural part is an important part of the training program. Only in this way is it possible to be felt as much as possible by the country and understand people living in this country.

Throughout the trip, we felt the care and support of the employees of SODECO. Employees of the company go with us at any events, we could contact them on any issue. Gaining vast experience in interlanguage communication and making new friends is an important factor.

References

1. Грушевицкая Т.Г., Попков В.Д., Садохин А.П. Основы межкультурной коммуникации. – М.: Юнити-Дана, 2003. – 352 с.
2. Дрофа С.Ю. Сущность межъязыковых коммуникаций // Омский вестник – Омск, 2007. – № 3 (55) – С. 153-155.
3. Ding Zhu, Kenji Furui. Modern Completion Technology for Oil and Gas Wells. – McGraw-Hill Education, 2018. – 336 p.
4. Kurita H., Obuse A., Yagishita K. Lithology and palynology of Neogene sediments on the narrow edge of the Kitakami Massif (basement rocks), northeast Japan: Significant change for depositional environments as a result of plate tectonics, The Island Arc, vol. 12, 2003. – P. 268-280.

WAS IST TRIBOLOGIE?

M.I. Pissarenko

Wissenschaftlicher Betreuer - Prof. Ju.W. Kobenko

Nationale Polytechnische Forschungsuniversität Tomsk, Russland

Die Tribologie kann als Ingenieurwissenschaft wie ein interdisziplinäres Fachgebiet zur Optimierung mechanischer Technologien durch Verminderung reibungs- und verschleißbedingter Energie- und Stoffverluste definiert werden [1].

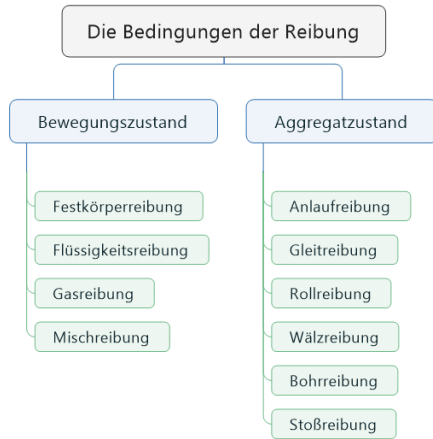


Bild 1. Die Abhängigkeit der Reibung von verschiedenen Bedingungen

Diese Wissenschaft beinhaltet die Untersuchung von Reibung, Verschleiß und Schmierung, der Erforschung tribologischer Vorgänge und Gesetzmäßigkeiten, insbesondere die Untersuchung von den Grenzflächenwechselwirkungen zwischen zwei Festkörpern oder zwischen Festkörpern und Flüssigkeiten oder Gasen.

In der Tribologie gibt es verschiedene Bereiche, wie z.B. Tribotechnik, Tribophysik, Tribochemie, Tribowerkstoffkunde, Tribometrie, Triboinformatik usw. [2].

Dann werden die grundlegenden tribologischen Aspekte wie Reibung, Schmierung und Verschleiß betrachtet.

Reibung ist eine Wechselwirkung zwischen sich berührenden Stoffbereichen von Körpern [3]. Sie wirkt einer Relativbewegung entgegen. Bei äußerer Reibung sind die sich berührenden Stoffbereiche verschiedenen Körpern, bei innerer Reibung ein und demselben Körper zugehörig.

Reibung ist von verschiedenen Bedingungen abhängig, z.B. von Bewegungszustand oder vom Aggregatzustand der beteiligten Stoffbereiche [3].

Reibung ist der Widerstand zwischen zwei bewegten

Körpern. Diese zwei Körper werden als das Reibpaar bezeichnet. Es gibt 3 Typen der Reibpaaren:

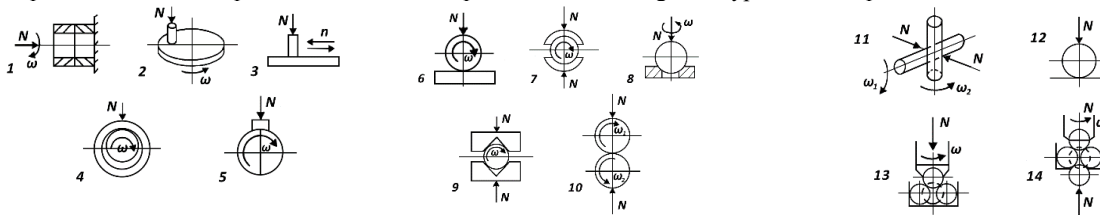


Bild 2. Kontakt nach Fläche

Bild 3. Linienkontakt von Reibflächen

Bild 4. Punktkontakt von Reibflächen

Schmierung ist die Verringerung von Reibung und Verschleiß zwischen zwei Maschinenelementen, die sich relativ zueinander bewegen [4]. Schmierung kann ähnlich wie Reibung eingeteilt werden:

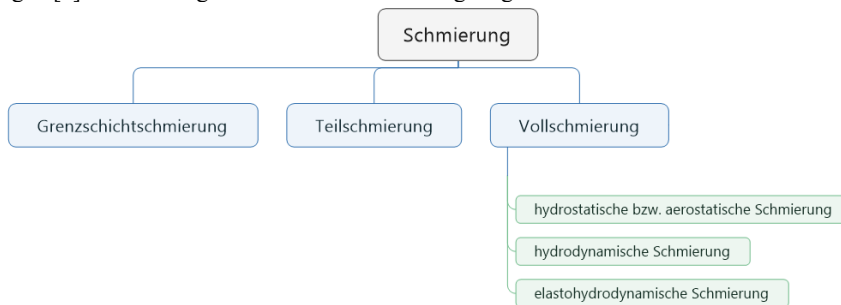


Bild 5. Die Typen von Schmierung [4]

Verschleiß ist der fortschreitende Materialverlust aus der Oberfläche eines festen Körpers, hervorgerufen durch mechanische Ursachen, d. h. Kontakt und Relativbewegung eines festen, flüssigen oder gasförmigen Gegenkörpers [5]. Die Beanspruchung der Oberfläche eines festen Körpers durch Kontakt und Relativbewegung eines festen, flüssigen oder gasförmigen Gegenkörpers wird als tribologische Beanspruchung bezeichnet. Unter tribologischer Beanspruchung ist dabei die Gesamtheit der auf die Elemente des Verschleißsystems von außen einwirkenden Beanspruchungsgrößen zu verstehen [1].

In der Technik ist Verschleiß normalerweise unerwünscht. Aber in einigen Ausnahmefällen können Verschleißvorgänge jedoch auch technisch erwünscht sein.

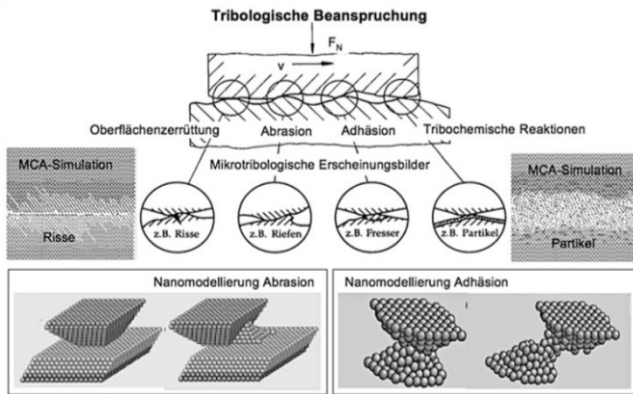


Bild 6. Die Verschleißmechanismen von das Tribosystem [1]

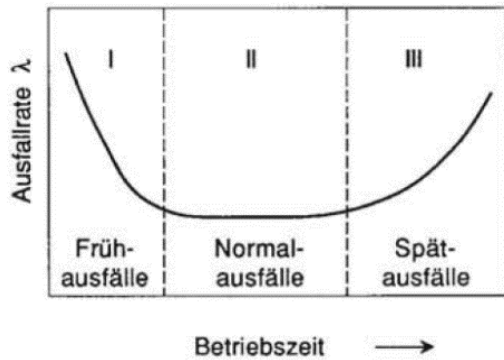


Bild 7. Die Verschleißstadien [1]

Der Verschleiß von Werkstoffen führt zu Materialschädigungen und kann in tribotechnischen Systemen infolge verschleißbedingter Stoff- und Formänderungen von Bauteilen zu einem Ausfall des gesamten technischen Systems führen, wenn gewisse Bauteil- oder Funktionstoleranzen überschritten werden. Damit ist in technischen Anwendungen der Verschleiß ein wichtiger Einflussfaktor auf die Zuverlässigkeit technischer Systeme.

Die möglichen Maßnahmen zur Beeinflussung und Verminderung des Verschleißes können – in Ergänzung der speziellen Möglichkeiten zur Beeinflussung der Verschleißmechanismen – übersichtsmäßig wie folgt zusammengefasst werden:

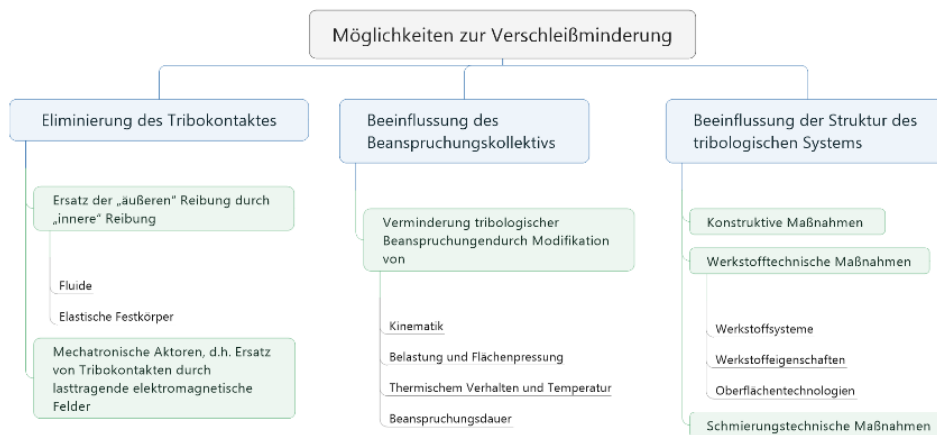


Bild 8. Möglichkeiten zur Verschleißminderung

Literaturverzeichnis

1. Czichos H., Habig K.-H. Tribologie Handbuch: Tribometrie, Tribomaterialien, Tribotechnik. Vieweg+Teubner Verlag, 2010.
2. Гаркунов Д.Н. Триботехника (износ и безызносность): Учебник. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: «Издательство МСХА», 2001.
3. Bartel D. Simulation von Tribosystemen: Grundlagen und Anwendungen. Vieweg+ Teubner research. – 2010.
4. Schmierung. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.chemie.de/lexikon/Schmierung.html>.
5. Gesellschaft für Tribologie: Arbeitsblatt 7: Tribologie – Definitionen, Begriffe, Prüfung. August 2002, abgerufen am 3. Oktober 2017.

**DAS LEXIKALISCH-SEMANTISCHE FELD „INTELLIGENTE ENERGIESYSTEME“ IM
GEGENWARTSENLISCHEN: ZUR ERFASSUNG VON TERMINOLOGISCHEN NEOLOGISMEN**

E.Ja. Sokolowa

Wissenschaftlicher Betreuer - Prof. Ju.W. Kobenko

Nationale Polytechnische Forschungsuniversität Tomsk, Russland

Die englische Sprache, die in der heutigen Welt den einzigartigen Status einer globalen Makrovermittlungssprache genießt, muss die Prozesse in einer globalisierten Weltgemeinschaft mit hoher Genauigkeit widerspiegeln. Die hohe Kommunikationsleistung dieser Sprache ist der Schlüssel für den kontinuierlichen Aufbau ihres Wortschatzes, vor allem aufgrund der Erweiterung der Sonderregister, die hauptsächlich an der Peripherie des lexikalisch-semanticen Systems entstehen. Da das lexikalische System die flexibelste Sprachebene ist, reagiert es sehr subtil mit einer quantitativen Änderung der Vokabelmengen auf Änderungen der außersprachlichen Realität: laut dem globalen Sprachüberwachungssystem erscheinen täglich 14,7 neue Wörter im modernen Englisch [2]. Man kann heute die Tendenz beobachten, dass ein wesentlicher Teil der sprachlichen Neuschöpfungen Neologismen im wissenschaftlich-technischen Bereich darstellen, zu denen auch der Wissensbereich „Intelligente Energiesysteme“ gehört, der durch die neogene Schicht lexikalischer Einheiten im modernen Englisch repräsentiert wird.

Das Ziel dieser Studie ist es, die Besonderheiten der Neologisierung des lexikalisch-semanticen Feldes „Intelligente Energiesysteme“ in der modernen englischen Sprache zu beschreiben sowie Tendenzen in der Entwicklung dieses Feldes zu identifizieren.

Die materielle Grundlage der Arbeit bildet ein Sprachkorpus mit insgesamt 1 144 Vokabeln, die aus authentischen wissenschaftlichen und technischen Veröffentlichungen in englischer Sprache auf dem Gebiet der intelligenten Energiesysteme für den Zeitraum von 2015 bis 2019 ausgewählt wurden. Der Status des Neologismus im entsprechenden Segment des Korpus wird auf der Grundlage von Lemmata folgender repräsentativer lexikografischer Nachschlagewerke der modernen englischen Sprache bestimmt: „*Dictionary of Mechanical Engineering*“, „*Dictionary of Technical Terms*“, „*Electropedia*“, „*Encyclopedia Britannica*“, „*Encyclopedia of Energy Engineering and Technology*“, „*Engineering Dictionary*“, „*Power Engineering Dictionary*“, „*Cambridge Dictionary*“, „*Collins Online Dictionary*“, „*Urban Dictionary*“ usw.

Als epistemologische Forschungsplattform wird der strukturell-systemische Ansatz verwendet, der es ermöglicht, die strukturellen Abhängigkeiten von lexikalischen Mengen als System (Subsystem) von Elementen und die Sprache selbst als strukturell-systemische Formation zu interpretieren [1]. Um den Grad der Neologisierung des lexikalisch-semanticen Feldes „Intelligente Energiesysteme“ in der gegenwärtigen englischen Sprache zu bestimmen, werden traditionelle Methoden der Logik (Analyse, Synthese, Vergleich, Vergleich, Generalisierung, Kontrastierung usw.), statistische Methoden (quantitative Methode, Gruppierungsmethode) und linguistische Methoden (deskriptive und strukturelle Methoden) verwendet.

Im Zuge der Untersuchung des Phänomens der Neologisierung des modernen Englischen wurde festgestellt, dass der Prozess der Entstehung von Neologismen auf wissenschaftlichem und technischem Gebiet mit einer erheblichen Verzögerung ihrer lexikografischen Fixierung fortschreitet.

In diesem Artikel wird die Neologisierungszone spezieller Neubildungen in den letzten 5 Jahren (2015–2019) untersucht, die ein Segment detaillierter Synchronie darstellt, das den Inhalt des lexikalisch-semanticen Feldes „Intelligente Energiesysteme“ expliziert und es ermöglicht, die partiellen Entwicklungstrends des modernen Englischen zu verfolgen.

Das Forschungsmaterial besteht aus 953 (83,7%) terminologischen Neologismen. Neologismen des lexikalisch-semanticen Feldes „Intelligente Energiesysteme“ sind Einheiten hochspezialisierter Wortschatzes, die wortbildende Transformationen erfahren haben.

Alle terminologischen Neologismen lassen sich nach der Anzahl der in ihrer Zusammensetzung enthaltenen Komponenten in Ein-, Zwei-, Drei- und Mehrkomponentenkomposite einteilen (*multi-generation* (1), *solar penetration* (2), *offset energy consumption* (3), *renewable energy capital stock* (4), *air-ground-source heat pump* (5), *wireless coded predictive direct power control* (6), *market-based pan-European integrated energy system* (7)).

Einkomponentenkomposita machen einen unbedeutenden Teil aus (1,6% – 15 terminologische Neologismen). Eine Analyse ihrer Morphologie ergab, dass hier als Hauptvertreter die Zusammenreihung (*powerwall* = *power* + *wall*) und die Zusammensetzung auftreten (*prosumage* = *producer* + *consumer* + *age*, *bioelectrofuel* = *biological* + *electrical* + *fuel*).

Die quantitative Analyse von Neologismen zeigt deutlich die Dominanz von Zwei- (21,1%) und Dreikomponentenkomposita (25,5%), was durch ihre nominativ-axiologische Funktion und das Bestreben nach expressiv-deskriptiver Genauigkeit der Informationsübertragung erklärt wird.

Basierend auf einer typologischen Analyse neologischer Wortbildungsschemata wurden 4 Hauptmodelle identifiziert: a) Zusammensetzung (68%) (*micro cogeneration*, *microwave energy transmission*), b) affixales (2%) (*multi-generation*, *nanogrid*), c) hybrides (2%) (*2P (proved plus probable) natural gas reserves*, *PMC (Power Meter Concentrator) – 5200 series*) und d) kontraktionelles Modell (28%) (*SEMS – smart energy management systems*, *HVDC mechanical circuit breaker*). Die Konversion kann auch als Wortbildungsschema fungieren, obwohl der Anteil an Neubildungen im lexikalisch-semanticen Feld „Intelligente Energiesysteme“, der nach diesem Modell gebildet wird, ist jedoch unbedeutend (0,3%) (*flex – flexibility – flexibilization option*, *analyze – reanalyze – reanalysis*).

Die Tendenz zur Ökonomie des Sprechaufwandes und einer kompakten Darstellung von Informationen spiegelte sich in der quantitativen Zunahme der terminologischen Neologismen wider, die durch das Kontraktionssmodell gebildet werden und deren Anteil am gesamten Spektrum der Neologismen 28% beträgt (268). Das angegebene Modell wird durch Univerbate (91 – 9,5%) und Abkürzungen (177 – 18,6%) repräsentiert. Die Abkürzung als produktiver Weg zur Schaffung terminologischer Neologismen durch Verpackung umständlicher Bezeichnungen zu Ein-Wort-Namen spiegelt die

synergetische Struktur des lexikalisch-semantischen Feldes „Intelligente Energiesysteme“ (IT-Technologien, Wirtschaft, Umwelt) wider [5].

Es wurde festgestellt, dass das Kompositionsmodell am produktivsten ist und 655 Neologismen (68%) aufweist. Neu gebildete Wörter und Wortfügungen, die nach diesem Modell gebildet wurden, stellen ein einzelnes semantisches Ganzes dar und sind durch semantisch untergeordnete Beziehungen miteinander verbunden [4].

Das Kompositionsmodell ist vielfältig und umfasst 5 grundlegende Strukturschemata: 1) nominales (*system fault*); 2) attributives (*final energy output*); 3) mit einem Partizip I (*fluctuating energy source*); 4) mit einem Partizip II (*enhanced frequency response*); 5) mit einer Verbbasis (*flex supply and demand, locate and fix a failure*). Die Basis für die Identifizierung der grundlegenden Strukturschemata der zu untersuchenden Neologismen ist die Definition der Haupt- und Bestimmungswörter, die durch verschiedene Wortarten ausgedrückt werden können [6].

1. Die Nominalgruppe (188 – 28%) mit einer nominalen Verbindungsart, deren Komponentenzusammensetzung von 1 bis 5 in der Präposition zu einem zu bestimmenden Substantiv variiert, hat die folgende schematische Darstellung und den folgenden quantitativen Ausdruck: b) N + N (*cable spacer*) – 105; c) N + N + N (*energy use information*) – 75; d) N + N + N + N (*default meter communications standards*) – 7; e) N + N + N + N + N (*air-ground-source heat pump*) – 1.

Es ist bemerkenswert, dass 5% der nach diesem morphologischen Schema gebildeten Neologismen das erste Substantiv die Funktion eines Adjektivnamens (Attributs) erfüllt, vgl. *energy mix* (Energiebilanz), *biogas briquette* (Biogasbrikett). Nominativsprachliche Neologismen erfüllen eine Benennungsfunktion [8], da sie verwendet werden, um neue Geräte, Prozesse oder Phänomene zu bezeichnen, die im Zuge der Entwicklung der Sphäre intelligenter Energiesysteme auftreten.

Im lexikalisch-semantischen Feld „Intelligente Energiesysteme“ wurden Neologismen (20% – 129) entdeckt, die nach folgenden Schemata gebildet wurden: N + PII + N (*community-based microgrid*), N + PII + N + N (*data-driven soft sensor*), N + PII + PII + N (*grid-connected distributed generation*), N + PII + A + N (*grid-orientated operating mode*), N + N + PII + N + N (*Tie-set Based Optimization Algorithm*), N + PII + A + PII + N + N (*market-based pan-European integrated energy system*).

2. Die attributive Gruppe (40% – 263) (A + N) wird durch eine Kombination aus einem bestimmenden Grundwort (N) als Dominante und einem Adjektiv (A) als präpositive Definition (Qualifizierer) dargestellt [7]. Die Kombinatorik von Mehrkomponenten-komposita unterscheidet sich durch Vielfalt und quantitative Zusammensetzung, vgl.: A + A + N (*direct combustible replacement*), A + N + N (*flexible load modeling*), A + PII + N, A + N + N + N (*automatic grid recovery system*), A + A + N + N (*low-carbon smart grid*), A + PII + N + N (*dispatchable centralized power station*), A + N + PII + N (*smart price-based scheduling*), A + A + A + N + N (*adaptive fuzzy logic control system*), A + N + N + N + N (*large-scale storage battery system*), A + N + A + N + N (*long-distance wireless power transmission*), A + A + N + A + N (*novel smart grid ancillary services*), A + A + N + N + N (*complex thermal energy conversion system*), A + N + PII + N + N (*automatic vision-based power inspection*), A + PII + A + A + N + N (*wireless coded predictive direct power control*).

Die Länge der Komposita variiert zwischen zwei (*smart heating*) und sechs Elementen (*direct fuel-cell energy recovery generation*). Der Qualifizierer kann nicht nur die Dominante, sondern auch den vorhandenen Qualifizierer bestimmen, vgl.: *cost free surplus energy* (komplexe Überschussenergieumwandlung), *complex thermal energy conversion system* (komplexes thermisches Energieumwandlungssystem). Die Integrität einer Attributphrase manifestiert sich in der Terminologie ihrer Bedeutung, die sich in der Tatsache ausdrückt [3], dass die erklärende oder qualifizierende Komponente eine Konstante, Eigenschaft, Unterscheidung oder ein wesentliches Merkmal von Objekten, Prozessen oder Phänomenen widerspiegelt und sie dadurch als eine spezielle Unterklasse hervorhebt, z.B.: *long-distance wireless power transmission* (drahtlose Energieübertragung über große Entfernungen), *uni-directional power* (unidirektionale Energie), *flexible power* (adaptive Energie), *reconfigurable system* (System mit abstimmbarer Struktur), *smart system* (intelligentes System), *hybrid system* (Hybridsystem).

3. Das Kompositionsmodell mit dem Partizip I als Qualifikationsmerkmal weist eine niedrige Produktivität von 1,1% (9) auf und ist im Datenkorpus durch folgende Wortbildungsschemata repräsentiert: PI + N (*interfacing layer*), N + PI + N (*load-bearing system*), PI + N + N (*regulating network companies*).

4. Modelle mit einem Partizip II in ihrem Bestand (53 – 8%) sind unterschiedlich: PII + N (*unplanned outage*), PII + N + N (*distributed control model*), PII + A + N (*built in smart sensor*), PII + A + N + N (*installed offshore wind capacity*), PII + A + A + N (*balanced low carbon system*).

5. Das Wortbildungsmodell mit dem Verbstamm (V) als Basismodell (2% – 13) wird in der Regel mit einem Substantiv N (V + N) kombiniert, da die Determinativkomponente aufgrund ihrer grammatikalischen Merkmale den Begriff hyperonymisch vermittelt (*to flex supply, to procure flexibility, to locate and fix a failure, to plug & play integration*).

Die gewonnenen Daten legen nahe, dass die Neologisierung des lexikalisch-semantischen Feldes „Intelligente Energiesysteme“ im modernen Englischen mit neuen lexikalischen Elementen auf der Grundlage produktiver Wortbildungsmodelle fortfahren wird [9], von denen Kompositionsmodelle (68%) und Kontraktionsmodelle (28%) am produktivsten sind. Die lexikalische Besetzung des untersuchten Fachgebiets erfolgt also mit Hilfe der Vergrößerung und Verkleinerung der lexikalischen Länge der Neologismen, aus denen es besteht, was die aktuellen Trends bei der Entwicklung des Sprachbestands des modernen Englischen widerspiegelt.

Die Struktur des lexikalisch-semantischen Feldes „Intelligente Energiesysteme“ hat eine untergeordnete Hierarchie (Netz und Knoten mit Beziehungsketten) [10] mit einem Kern, der eine hyperonymische Funktion hat, und Kerneinheiten, die durch ein Archisem verbunden sind, das es ermöglicht, das jeweilige Wort mit dem Themenbereich zu korrelieren. Die

Verteilung der terminologischen Neubildungen im lexikalisch-semanticen Feld „Intelligente Energiesysteme“ ist ungleichmäßig, was sich in ihrer Konzentration in der peripheren Zone (31,3%) bei nahezu gleicher Neologisierung in der zentralen Zone (26,7%) und der Übergangszone (25,3%) zeigt.

Literaturverzeichnis

1. Crystal D.A. Global language. English in the World. History, Diversity, Change. – London: Routledge, 2013. – 416 p.
2. Global Language Monitor [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.languagemonitor.com/global-english/number-of-words-in-the-english-language-1041257-5/> (дата обращения 15.12.2019).
3. Schippan T. Lexikologie der deutschen Gegenwartssprache. – Tübingen: Max Niemeyer Verlag, 1992. – 306 S.
4. Shamne N.L., Rets I.V. The problem of studying neologisms and their influence on the ecology of language // Вестник Волгоградского государственного университета. Языкознание. – 2015. – №1 (25). – С. 72–77.
5. Zhou L. Neologisms in News English // Sino-US English Teaching. – 2016. – Vol. 13. – No. 4. – P. 292–295.
6. Гринев-Гриневиц С.В. Терминоведение. Учеб. пособ. – М.: Академия, 2008. – 304 с.
7. Заботкина В.И. Новая лексика современного английского языка. – М.: Высшая школа, 1989. – 126 с.
8. Лейчик В.М. Терминоведение: Предмет, методы, структура. – Изд. 4-е. – М.: ЛИБРОКОМ, 2009. – 256 с.
9. Пешкова Д.Ю. Английская неология: способы пополнения вокабуляра на современном этапе // Известия Волгоградского государственного педагогического университета. Филологические науки. – 2019. – № 6 (139). – С. 155–160.
10. Снисар А. Ю., Кобенко Ю.В. Специфика неологизации американского варианта современного английского языка // Мир лингвистики и коммуникации: электронный научный журнал. – 2016. – №46. – С. 86–91. Режим доступа: <http://tverlingua.ru>. (дата обращения 15.12.2019).

**DIE TOPONOMASTIK VON TOMSK: ZUR SCHAFFUNG VON MEHRSPRACHIGEN
PARALLELKORPORA**
S.S. Tajdonowa

Wissenschaftlicher Betreuer - Prof. Ju.W. Kobenko
Nationale Polytechnische Forschungsuniversität Tomsk, Russland

Innerhalb einzelner Kommunikationsumfelder werden Wörter und Ausdrücke verwendet, die außerhalb der Grenzen dieser Sprachbereiche nicht oder nur teilweise bekannt sind. Die mit ihnen zu bezeichnenden Gegenstände, Personen, Vorgänge und Phänomene werden gewöhnlich Realien und ihre Bezeichnungen Realionyme genannt [6]. Realionyme werden von der Onomastik, besser bekannt als Nominierungstheorie, erforscht. Je nach Bezeichnungsobjekt wird zwischen Anthroponymen (Menschenamen), Zoonymen (Tiernamen), Toponymen (Ortsnamen) u. a. unterschieden.

Der Schwerpunkt dieses Artikels liegt auf dem Lokalsregister der Toponyme von Tomsk, einschließlich endemischer Einheiten, die in der Stadt Tomsk und im Tomsker Gebiet und teilweise auf dem Territorium des ehemaligen Gouvernements Tomsk (1804–1925) verbreitet sind, vgl. Oberjelan, die Kalksteinbecken von Talowka, die Klausen des Eremiten Feodor / Theodor von Tomsk usw. Aufgrund seiner Unbekanntheit für den Massennutzer der russischen Sprache und der geringen Häufigkeit der Verwendung sind Toponyme von Tomsk, wie viele andere endemische Thesauren und deren Subklassen, z.Z. nur fragmentär untersucht. Oft werden sie nur im Rahmen der Erläuterungen zu den Schwierigkeiten bei der Übersetzung endemischer Einheiten erwähnt und nicht unbedingt von Berufsübersetzern [vgl. 2]. Gegenwärtig gibt es nur zwei Versuche, Einheiten dieses Wortschatzes zu systematisieren, und zwar hauptsächlich nach dem onomasiologischen Aspekt [vgl. 5, 4].

Für ein weitgehend sicheres translatorisches Vorgehen reichen die durchgeführten Studien jedoch nicht aus. Eine detaillierte strukturelle und semantische Analyse der Subklassen von Realionymen von Tomsk ist erforderlich, damit Übersetzer ihre adäquate und äquivalente Übersetzung auf der Grundlage der Komponentenzusammensetzung und unter Berücksichtigung der Genremerkmale des Textes durchführen können. Das Genre des Textes spielt eine entscheidende Rolle bei der Übertragung endemischer Einheiten.

Die redaktionelle Bearbeitung des Digest-Reiseführers durch die Stadt Tomsk (2011) [7] und der deutschsprachigen Version der Webseite der Gebietsverwaltung Tomsk zeigt, dass die vorhandenen Methoden zur Übersetzung der Realionyme von Tomsk in höchstem Maße unsystematisch sind. Dies hängt nicht nur von der Qualifikation des Übersetzers ab, sondern auch von dem Fehlen einer elementaren lexikografischen Grundlage zur Fixierung dieser Einheiten, vgl. die häufige Übersetzung „Feodor Tomskij“ statt „Feodor / Theodor von Tomsk“ (ähnlich wie Gottfried von Straßburg, Erasmus von Rotterdam). Ein Experiment, das 2016 mit den besten Experten auf dem Gebiet des Fremdsprachenunterrichts und der Übersetzung (Englisch und Deutsch) auf der Grundlage der nationalen Forschung der Polytechnischen Universität Tomsk durchgeführt wurde, ergab, dass selbst sehr gute Kenntnisse dieser Sprachen keine adäquate und äquivalente Übersetzung endemischer Lexik von Tomsk garantieren (vgl. Fehlübersetzung „Talovsky-Schalen“ statt „die Kalksteinbecken von Talowka“). Diese Erkenntnis ermöglicht uns, die untersuchten Einheiten als schwer zu übersetzendes Segment der russischen Literatursprache einzustufen, dessen mehrsprachige Parallelisierung auf Grund einer onomastischen Typologie der Subklassen erfolgen soll.

Die methodische Grundlage der Studie ist der system-strukturelle Ansatz zur Beschreibung der Sprache und ihrer Subsysteme. Nach der Formel von V.M. Savitsky und O.V. Doladova ist ein System () die Summe der Elemente und ihrer Beziehungen; Struktur ist somit ein System ohne seine Elemente [3].

Das Korpus der Realionyme von Tomsk, das aus Büchern, Enzyklopädien, historischen Verzeichnissen und Almanachen, Artikeln von Forschern der Tomsker Universitäten und Heimatkundemuseen über Tomsk und das Gebiet Tomsk zusammengestellt wurde, enthält 925 lexikalische Einheiten, die aus zwei oder mehr Wörtern bestehen (mit

Ausnahme von Eigennamen). Die Elemente dieser Zusammensetzungen sind explizit (grammatisch) oder implizit (semantisch) durch eine untergeordnete (untergeordnete) Verbindung verbunden.

Als Realionyme gelten:

1) Lexikoneinheiten mit endemischer Verwandtschaft, die regelmäßig in der historischen und ethnografischen Literatur über die Stadt Tomsk und das Gebiet Tomsk zu finden sind (das Fest der Axt, das Haus mit Akroterionen);

2) zusammengesetzte lexikalische Einheiten mit spezifischem Bezug zum Gebiet Tomsk (die Tomsker Festung, Tomsker Tataren);

3) endemische Onyme und ihre onomastischen Unterklassen (Toponyme: Stadtviertel Istok) [4];

4) die Namen prominenter historischer und gesellschaftspolitischer Persönlichkeiten, die in der Geschichte von Tomsk und der Region Tomsk eine Rolle gespielt haben (D. I. Mendeleev, V. M. Florinsky, R. R. Marfeld).

Seit der Eröffnung der Stadt Tomsk im Zeitalter der Perestroika ist die Attraktivität für Ausländer in den letzten Jahrzehnten stetig gewachsen. In vielerlei Hinsicht verdankt sie dieses ihrem historischen Status einer Wissenschaftsstadt und eines Zentrums der Hochtechnologien sowie zahlreichen kulturellen und historischen Sehenswürdigkeiten, Naturdenkmälern, jährlichen Festivals, internationalen Konferenzen, Sportwettbewerben und vielen anderen Begebenheiten. Die Etablierung von Tomsk als internationaler Plattform für Wissenschaft und Forschung im Jahr 2009 führte zu der Notwendigkeit, das lokale Sprachregister zu internationalisieren und theoretisch fundierte Methoden für die Übersetzung der entsprechenden Wörter und Wendungen ins Deutsche und Englische zu entwickeln.

Wie aus dem oben Gesagten hervorgeht, wurde eine systemische Parallelisierung von Realionymen von Tomsk bisher noch nicht durchgeführt oder auf Empfehlungen zur Übersetzung einiger weniger Subklassen dieser Einheiten [1] oder auf Segmentierung des Registers in solche Subklassen auf onomasiologischer Grundlage [5, 4] beschränkt. In der Zwischenzeit sollte das Fehlen einer strukturellen Typologie vor dem Übersetzungsverfahren selbst als Ansporn dafür verstanden werden, die Grundlage für die zukünftige Parallelisierung in relevante Sprachen zu legen.

Deutsch ist eine der historisch bedeutendsten Sprachen von Tomsk, der Region Tomsk und dem ehemaligen Gouvernement Tomsk. Es spielt sowohl die Rolle des einheimischen als auch des importierten Metalektes und ist fest mit der Geschichte der Stadt Tomsk verwachsen. Der Germanist Arthur Gleye hielt 1901 seinen ersten Vortrag an der Imperatoruniversität Tomsk (jetzt: Staatsuniversität), die hervorragenden Tomsker Professoren Andreas und Alfred Dulzon, Erika Becker, Hugo Edig schrieben ihre Werke, die (Ober)Bürgermeister der Stadt Tomsk und der Ex-Gouverneur V.M. Kress sprachen deutsch.

Die Erstellung eines russisch-deutschen Parallelkorpus von Realionymen von Tomsk ist daher auf extralinguistische (historische) Faktoren zurückzuführen und stellt eine vorrangige und gleichzeitig schwierige Aufgabe für einen potenziellen Übersetzer oder Germanisten dar. Das größte Hindernis bildet das Fehlen von klar definierbaren Strukturtypen von zu behandelnden endemischen Einheiten. Dennoch mag vielen die Erstellung der Strukturtypologie aufgrund der unvermeidlichen nachträglichen Transformation der ausgewählten Einheiten ins Deutsche möglicherweise als unnötig erscheinen. Es muss betont werden, dass die Trennung von Strukturklassen und -typen unabhängig von der Übersetzungssprache der Aufgabe der kompositorischen Analyse von Realionymen untergeordnet ist, um Übersetzungsfehler zu vermeiden, die zu Missverständnissen führen. Transliteration und Transkription sind bei Namen unerlässlich, jedoch ist ein jegliches Onym zwangsläufig ein Name und daher nicht unbedingt einleuchtend.

Alternative Methoden zur Übersetzung von Realionymen von Tomsk ins Deutsche sind Rekonstruktion und historisch bedingte Übersetzung [1], die ausschließlich auf struktureller Basis existieren und durch die Transparenz des Rahmenplans gekennzeichnet sind. Des Weiteren werden ebenfalls Übersetzungsmethoden gemäß der Gattungsspezialisierung von Übersetzungstexten aufgrund der translatorischen Antinomie von L. Venuti „Domestizierung vs. Entfremdung“ [8] verwendet. Die Transliteration von Eigennamen erfolgte auf Basis des phonologischen Systems von W. Steinitz.

Die Grundlage für die Unterscheidung der Klassen (grundlegende Strukturschemata) der untersuchten endemischen Einheiten ist die Definition der Grund- und abhängigen Wörter in einer bestimmten toponomastischen Zusammensetzung, die in verschiedenen Wortarten ausgedrückt werden kann.

In Klasse 1 ist das grundlegende Strukturdiagramm „Adjektiv (abhängiges Wort) + Substantiv (Hauptwort)“, z.B.: das zweite (Bestimmungswort) Kaschtak (Grundwort).

In Klasse 2 ist das grundlegende Strukturdiagramm „Substantiv (Grundwort) + Substantiv im Kasus (abhängiges Wort)“, z.B.: das Denkmal für den Rubel (das Rubel-Denkmal).

Das grundlegende Strukturdiagramm der Klasse 3 lautet „Nomen (Hauptwort) + Nomen im Possessivkasus (abhängiges Wort)“, z.B.: die Mineralbecken von Suchoretschje.

Durch die Transformation einfacher Phrasen entstehen komplexere Phrasen durch die Aneinanderreihung von Elementen, z.B.: Ziegelfabriken von Pichugin und Starodubtsew, befestigte Siedlung des Fürsten Toyon, die Altgläubenskirche der Entschlafung der Allheiligen Gottesgebärierin, die Vorort-Ferrensiedlung am Bassandajka-Fluss.

Wenn die Grundschemata komplexer werden, teilt sich jede Klasse in eine unterschiedliche Anzahl von Sprachniveaus auf, die nach dem Prinzip der aufsteigenden Komplexität endemischer Einheiten abgestuft werden.

Praktiken der translatorischen Parallelisierung endemischer onymischer Register stellen die erkenntnistheoretische (rational-empirische) Komponente der Tätigkeit des Übersetzers eindeutig in den Vordergrund. In diesem Sinne sind zu untersuchenden Realionyme von Tomsk eine beispielhafte lexikalische Zusammenstellung, die nicht ihresgleichen kennt. Die Erfahrung der Übersetzung in verschiedenen internationalen Sprachen – und vor allem Deutsch als historischem Metalekt von Tomsk – können Grundlage für ähnliche Verfahren in anderen Kommunikationsumfeldern bilden. Die Toponomastik von Tomsk ist ein wichtiger und am meisten verwendeter Bestandteil des gesamten Korpus, dessen Parallelisierung im Tomsker Alltag am meisten gefragt ist.

Die in dieser Arbeit untersuchten Strukturklassen und Arten von toponymischen Realionymen von Tomsk sollen potenziellen Übersetzern und Germanisten ihre Arbeit erleichtern, adäquate, äquivalente, kohäsive und kohärente

ПОДСЕКЦИЯ 1. ПРОБЛЕМЫ МЕЖЪЯЗЫКОВОЙ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ КОММУНИКАЦИИ В УСЛОВИЯХ ГЛОБАЛИЗАЦИИ

Übersetzungen von Originalelementen von lexikalischen Strukturen in Sprachsystemen als Produkte der Sprachkombinatorik dieser Elemente zu erstellen.

Literaturverzeichnis

1. Кобенко Ю.В., Бурковская Т.А. Особенности интерпретации некоторых томских историонимов на немецкий язык // Основные направления анализа и интерпретация инокультурных текстов: сборник научных трудов Всероссийской школы-семинара / отв. ред. Ю. В. Кобенко. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – С. 24–29.
2. Перевод легенды // EFL-FORUM.ru [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://efl-forum.ru/boards/viewtopic.php?t=2302>.
3. Савицкий В.М., Доладова О.В. О противоречиях во взглядах на системность языка // Мир лингвистики и коммуникации: электронный научный журнал. – 2017. – № 1. – С. 35-44. Режим доступа: <http://www.tverlingua.ru>.
4. Тайдонова С.С. Корпус томских реалионимов в переводческой перспективе: критерии отбора, подходы к описанию и аспекты анализа // Вестник Томского государственного педагогического университета. – 2019. – № 5 (202). – С. 79-87.
5. Тузова В.Э., Кобенко Ю.В. Ономаσιологическое наполнение корпуса томских реалионимов в транслятологической перспективе // Вестник Томского государственного педагогического университета. – 2017. – № 10 (187). – С. 132-135.
6. Kobenko Yu.V., Tarasova E.S. Peculiarities of Translating Realionyms into German // Procedia – Social and Behavioral Sciences. – 2015. – Vol. 206. – P. 3–7.
7. Tomsk. Illustrierter Digest-Stadtführer. – Tomsk: D-Print, 2011. – 244 S.

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|--|----|
| Яковлев А.А. ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ – ЛУЧШИЙ РОССИЙСКИЙ ВУЗ В НЕФТЕГАЗОВОМ ДЕЛЕ..... | 1 |
| Предисловие | 2 |
| Секция 9. ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА РУД РЕДКИХ И РАДИОАКТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ, СТРАТЕГИЧЕСКИХ МЕТАЛЛОВ | |
| Амангельдыкызы А. РТУТЬ В УГЛЯХ ШУБАРКОЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ | 9 |
| Вергунов А.В. КОРРЕЛЯЦИЯ ТОНШТЕЙНОВ ЧЕРНОГОРСКОЙ СВИТЫ МИНУСИНСКОГО УГОЛЬНОГО БАССЕЙНА..... | 11 |
| Водина Е.С. НАКОПЛЕНИЕ РЕДКИХ ЭЛЕМЕНТОВ В ТОРФЕ В ЗОНЕ ВЛИЯНИЯ ТЕРМАЛЬНЫХ ВОД ИСТОЧНИКА ПАРАТУНКА (КАМЧАТСКИЙ КРАЙ)..... | 12 |
| Газизова А.К. ПРОПИЛИТЫ И ИХ ПОИСКОВОЕ ЗНАЧЕНИЕ ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СТРАТЕГИЧЕСКОГО СЫРЬЯ..... | 14 |
| Кенесбаев Б.К. УРАН И ТОРИЙ В ЛАМПРОФИРАХ АЛТАЕ-САЯНСКОГО РЕГИОНА | 16 |
| Копобаева А.Н., Блялова Г.Г. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ РЕДКОЗЕМЕЛЬНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ В ГРАНИТОИДАХ АКЧАТАУСКОГО МАСИВА ЦЕНТРАЛЬНЫЙ КАЗАХСТАН | 18 |
| Коцарев Я.Р. ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ И МИНЕРАЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ РЕДКОГО РОССЫПНОГО ТИТАН-ЦИРКОНИЕВОГО КАМБУЛАТСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (СТАВРОПОЛЬСКИЙ КРАЙ) | 20 |
| Кузин М.Н. ТЕОРЕТИЧЕСКИЙ ОБЗОР ИССЛЕДОВАНИЙ СОДЕРЖАНИЯ РАДИОАКТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ В ОСАДОЧНЫХ НЕФТЕВМЕЩАЮЩИХ ТОЛЩАХ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ..... | 22 |
| Пастухова С.П. РАДИОГЕОХИМИЧЕСКИЕ АНОМАЛИИ В МОРСКИХ ОСАДКАХ ВОСТОЧНО-АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА РОССИИ..... | 24 |
| Саквина В.В., Вергунов А.В. ПРИРОДА РЕДКОМЕТАЛЛЬНОГО Nb-Zr-Ta-Hf-РЗЭ ОРУДЕНЕНИЯ В УГЛЯХ ПЛАСТА ХХХ ИЗЫХСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (МИНУСИНСКИЙ БАССЕЙН)..... | 26 |
| Умиралиева А.Т. ОТРАБОТКА ГИДРОГЕННОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ «СЕМИЗБАЙ» СПОСОБОМ СПВ | 28 |
| Секция 10. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ | |
| Классен В.В. ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ КОМБИНИРОВАННОЙ КОЛОННЫ ХВОСТОВИКА..... | 30 |
| Сметанина Л.А. КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ОПРЕДЕЛЕНИЮ РАСПОЛОЖЕНИЯ ИНТЕРВАЛА ПЕРФОРАЦИИ СКВАЖИНЫ..... | 32 |
| Арестов А.А. ПУТИ ОПТИМИЗАЦИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ЦИКЛА..... | 34 |
| Банчу И.А., Соловьев В.В. ОЦЕНКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДВУХСТУПЕНЧАТОЙ ОСУШКИ ГАЗА В ПЕРИОД ПАДАЮЩЕЙ ДОБЫЧИ..... | 36 |
| Баркалова Е.М. ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНИМОСТИ ТЕХНОЛОГИЙ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА..... | 38 |
| Биянов Н.Ю. К ВОПРОСУ О МЕХАНИЗМЕ МАГНИТНОЙ АКТИВАЦИИ НЕФТИ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН ОТ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ..... | 40 |
| Бондаренко Т.В. АНАЛИЗ УСЛОВИЙ ПРОВЕДЕНИЯ ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ | 41 |
| Бондаренко Т.В. СОВРЕМЕННЫЙ ПОДХОД К ПРОВЕДЕНИЮ ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ..... | 43 |
| Борисевич Ю.А. ПРИМЕНЕНИЕ ДЕСЕНДЕРОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ОСЛОЖНЕННЫМИ УСЛОВИЯМИ..... | 46 |
| Бочкарев П.С. ИСТОРИЯ ПРИМЕНЕНИЯ ИНГИБИТОРОВ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ВНУТРИСКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ..... | 47 |
| Брыксин М.Р. АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА ФЛЮИДА В УСЛОВИЯХ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ..... | 49 |
| Бутошина В.А., Сидоренко А.В., Федюшкин К.Г. ВНЕДРЕНИЕ ИНГИБИТОРА АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НОВОГО СОСТАВА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «Х»..... | 51 |
| Бычков Д.А. ПОДГОТОВКА ГАЗА МЕТОДОМ АБСОРБЦИИ..... | 53 |
| Вендина Д.А. АНАЛИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ, ВЛИЯЮЩИХ НА ПОЛИМЕРНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ | 55 |
| Вендина Д.А. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ ПОЛИМЕРНОМ ЗАВОДНЕНИИ..... | 57 |
| Волков П.В., Рябов А.Д. ИССЛЕДОВАНИЕ УСЛОВИЙ И МОДЕЛИ ОБРАЗОВАНИЯ ГИДРАТОВ | 59 |
| Волков П.В., Рябов А.Д. СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ БОРЬБЫ С ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕМ НА ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ | 61 |
| Гайнулина К.Р. ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ ПАРАФИНИСТЫХ НЕФТЕЙ..... | 63 |
| Гирич Н.А., Бурдин А.В. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ОБУСЛОВЛЕННОСТЬ ГРП В ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТАХ ВЕРХНЕУРСКОГО И НИЖНЕМЕЛОВОГО КОМПЛЕКСОВ ТЕВЛИНСКО-РУССКИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ЕГО ПОСЛЕДУЮЩИЙ АНАЛИЗ | 65 |
| Горбачев В.С. АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОБЪЕКТОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ. СОСТАВЛЕНИЕ СТРАТЕГИИ РАЗРАБОТКИ ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ И ЕЕ ДАЛЬНЕЙШЕЕ ПРИМЕНЕНИЕ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ..... | 67 |

| | |
|--|-----|
| Городилов Д.А. ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ МИКРОБИОЛОГИЧЕСКОГО УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ..... | 69 |
| Гришаев В.Ю. МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ПОДГОТОВКИ ГАЗА ПО ТЕХНОЛОГИИ СЕПАРАЦИИ | 71 |
| Денисов В.И. ТЕПЛОВЫЕ МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ..... | 73 |
| Дмитриев А.В. МЕТОДЫ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГРП ПРИ НЕДОСТАТКЕ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ | 75 |
| Дубовцев Е.А., Галиев Ф.Р. АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ИДТВ НА ГРЕМИХИНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ..... | 77 |
| Емельянов Е.Е., Смагин Т.И. ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ НЕФТИ. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ. МЕТОДЫ РАЗРАБОТКИ | 78 |
| Желанов А.В., Чалова П.О. К ВОПРОСУ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ВРЕМЕНИ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ СКВАЖИНЕ, ОСТАНОВЛЕННОЙ НА ИССЛЕДОВАНИЕ..... | 80 |
| Жирков П.В. АНАЛИЗ МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА В ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЕ | 82 |
| Зварыгин А.С. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ОБРАЗОВАНИЯ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ | 84 |
| Исмаилов Ю.Р. ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ПРОВЕДЕНИЯ ГДИ ПРИ ОСВОЕНИИ СКВАЖИНЫ СВАБИРОВАНИЕМ..... | 86 |
| Карапузов И.А., Курилович Р.О. ПРИМЕНЕНИЕ ИНДУКЦИОННЫХ НАГРЕВАТЕЛЕЙ ДЛЯ БОРЬБЫ С ОСЛОЖНЕНИЯМИ НА ТАГУЛЬСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ | 88 |
| Ким В.В. ОСОБЕННОСТИ ВЫДЕЛЕНИЯ ОБЪЕКТА РАЗРАБОТКИ ПО ДАННЫМ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ | 90 |
| Кирилловых Д.С. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ПРИВОДОВ ШТАНГОВЫХ СКВАЖИННЫХ НАСОСНЫХ УСТАНОВОК..... | 93 |
| Кононов В.С. КИСЛОТНЫЙ ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА: СУЩНОСТЬ И ПРИМЕНЕНИЕ В ПРОМЫШЛЕННОСТИ | 95 |
| Коротков Р.Н. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЖИДКОСТЕЙ ГРП НА ОСНОВЕ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА ДЛЯ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ ГАЗОВЫХ ПЛАСТОВ | 97 |
| Кудешов А.А. ОЦЕНКА ВЕРОЯТНОСТИ ВЫПАДЕНИЯ СОЛЕЙ ИЗ ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ..... | 99 |
| Курмель Р.С. АНАЛИЗ БОЛЬШИХ ДАННЫХ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ | 100 |
| Кусгубаев А.А., Мансуров Т.Т. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ГЛИКОЛЕЙ И ВОДОМЕТАНОЛЬНОГО РАСТВОРА НА ПРИМЕРЕ ЯМБУРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ | 102 |
| Мазурова А.С., Субботина М.В., Горшков А.М., Хомяков И.С. ЛАБОРАТОРНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ СТЕПЕНИ КАТАГЕНЕЗА ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА НА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ПРОВЕДЕНИЯ ВНУТРИПЛАСТОВОГО ПИРОЛИЗА С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПОРОД БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ | 104 |
| Малинин В.В. СРАВНИТЕЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДОВ ЭКСТРАКЦИИ НИЗКОПРОНИЦАЕМОГО КЕРНА | 106 |
| Михеев А.А. ОПТИМИЗАЦИЯ ГАЗЛИФТНОГО СПОСОБА ДОБЫЧИ НЕФТИ В ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ОСТРОВА САХАЛИН | 108 |
| Морев М.В. МЕТОДИКА РАСЧЕТА ФИЛЬТРАЦИИ МЕЖДУ СИСТЕМОЙ ЯЧЕЕК ЧИСЛЕННОЙ МОДЕЛИ ПРИ НЕСТАЦИОНАРНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ | 110 |
| Морев М.В. РЕШЕНИЕ ЗАДАЧИ НЕСТАЦИОНАРНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ..... | 111 |
| Немцев М.Н. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕХАНИЗИРОВАННОГО ФОНДА СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИИ | 113 |
| Нечаев Д.А. АНАЛИЗ НАДЕЖНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ФОНДА СКВАЖИН ИГОЛЬСКО-ТАЛОВОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ | 116 |
| Никонова К.С. АНАЛИЗ КРИТЕРИЕВ, СВЯЗАННЫХ С РОСТОМ ЗНАЧЕНИЯ ГАЗОВОГО ФАКТОРА В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ | 118 |
| Новиков М.Н. АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ | 120 |
| Омаров А.К. ПРОБЛЕМА СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ВОД СЕНОМАНСКОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ ЗАВОДНЕНИЯ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ..... | 121 |
| Очиров Е.Э. ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ X | 123 |
| Патракеев В.О. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА СО СЛОЖНЫМИ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИМИ СВОЙСТВАМИ..... | 125 |
| Полянский В.А. АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ ГАЗА ДЛЯ ГАЗЛИФТНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН | 127 |
| Портнов В.С. АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ДИАМЕТРА НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ И ДЕБИТА НЕФТИ НА ИНТЕНСИВНОСТЬ ВЫПАДЕНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ «Х» | 130 |
| Присмотров К.С. ОСОБЕННОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ ВОДОКОНДЕНСАТНОГО ПРИТОКА В СКВАЖИНУ ДЛЯ ПОДБОРА ОПТИМАЛЬНОГО ДИАМЕТРА КОЛОННЫ ЛИФТОВЫХ ТРУБ | 132 |
| Рахматуллин Р.Р. СОВРЕМЕННЫЕ УСТРОЙСТВА КОНТРОЛЯ ПРИТОКА ФЛЮИДА В СКВАЖИНЕ НА МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ | 134 |
| Савина Д.И., Рождественский Е.А., Чернова У.В. ВЛИЯНИЕ ПОТОКООТКЛОНЯЮЩЕЙ КОМПОЗИЦИИ ГАЛКА НА СОСТАВ И СВОЙСТВА ПЛАСТОВЫХ ВОД УСИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ | 136 |
| Садьков А.А. ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ ТИМАНСКОГО ОБЪЕКТА САРАЙЛИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ОСНОВАНИИ АНАЛИЗА ИЗМЕНЕНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ И ТЕКУЩИХ ПОДВИЖНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ | 137 |

| | |
|--|-----|
| Серебрянников А.А. ВЫБОР ЭФФЕКТИВНОЙ ПРОГРАММЫ УПЛОТНЯЮЩЕГО БУРЕНИЯ В УСЛОВИЯХ РАЗВИТИЯ ТРЕЩИН АВТО-ГРП В НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ | 140 |
| Сыпачёва О.С. КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ОЦЕНКЕ ВЛИЯНИЯ РАБОТЫ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ДОБЫВАЮЩИЙ ФОНД СКВАЖИН БАКЛАНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВЕРЕЙСКИЙ ПЛАСТ СУХОБИЗЯРСКОЙ ПЛОЩАДИ..... | 142 |
| Сытникова С.А. КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ СИСТЕМ ЗАВОДНЕНИЯ НА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ ПЛАСТА ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ..... | 144 |
| Томилов Г.В. ПРОВЕДЕНИЕ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА С ПРИМЕНЕНИЕМ СИНТЕТИЧЕСКОГО ПОЛИМЕРА НА СКВАЖИНАХ САМОТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ..... | 146 |
| Ундулганов Д.А. АНАЛИЗ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ УСТАНОВКИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ X..... | 147 |
| Усенова А.А. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ И ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА | 149 |
| Фадеев С.Е. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ УСТАНОВКАМИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ, В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОГО ГАЗОВОГО ФАКТОРА НА УРМАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ..... | 151 |
| Фай Демба ИНФРАКРАСНАЯ ФУРЬЕ-СПЕКТРОСКОПИЯ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ СТАБИЛЬНОСТИ И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В НЕФТЯНЫХ СИСТЕМАХ..... | 153 |
| Федотова Л.Е. ПРЕДИКТИВНАЯ АНАЛИТИКА РЕЗУЛЬТАТОВ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНЫХ ЗОН ПЛАСТА | 155 |
| Федюшкин К.Г., Курилович Р.О., Сидоренко А.В. ТЕХНОЛОГИЯ ПЕРФОБУР КАК МЕТОД ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ | 156 |
| Фокина Д.В. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ МОДЕЛИРОВАНИЯ ТЕПЛОЙ ОБРАБОТКИ ПЛАСТА И МЕТОДА ХОЛОДНОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ С ПЕСКОМ НА ПРИМЕРЕ ТОРАВЕЙСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ | 158 |
| Харитонов А.Д. БОРЬБА С ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕМ НА КУЮМБИНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ..... | 160 |
| Чемякин А.С. СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ ИЗУЧЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕФТЬ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ..... | 161 |
| Шефер Е.А. ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ОЧИСТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА В РАЗЛИЧНЫХ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ | 163 |
| Шишкина Е.О. СРАВНИТЕЛЬНЫЕ ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПАВ-ПОЛИМЕРНЫХ КОМПОЗИЦИЙ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ | 165 |
| Юлдашбеков Ш.А. МЕТОДЫ ДОБЫЧИ СЛАНЦЕВОГО ГАЗА И ИХ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ | 167 |

Секция 11. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ, АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

| | |
|--|-----|
| Стрижак П.А. ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ | 171 |
| Аругюнян А.Х., Космынина Н.М. ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ ДО 35 КВ..... | 172 |
| Атрошенко Ю.К., Балахнина Ю.Е. МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕПЛОПЕРЕНОСА ПРИ НАГРЕВАНИИ КАБЕЛЬНЫХ ТЕРМОПАР..... | 173 |
| Атрошенко Ю.К., Гайдукова О.С. ОБ УСЛОВИЯХ ПОЛУЧЕНИЯ ДОСТОВЕРНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ КАБЕЛЬНЫМИ ТЕРМОПАРАМИ..... | 175 |
| Ворошилов С.С., Космынина Н.М. РАСЧЕТ УЩЕРБА ТЕПЛОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ МОЩНОСТЬЮ 460 МВТ ПО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЮ..... | 177 |
| Виноградов А.С., Космынина Н.М. АНАЛИЗ СТРУКТУРНОЙ СХЕМЫ ТОМЬ–УСИНСКОЙ ГРЭС | 179 |
| Дорохов В.В. СРАВНЕНИЕ УГЛЯ И ТОПЛИВНЫХ СУСПЕНЗИЙ ИЗ ОТХОДОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДОВ МНОГОФАКТОРНОГО АНАЛИЗА..... | 181 |
| Закиев Р.Т., Наумкин А.С., Косторева Ж.А. ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ИСПАРЕНИЯ КАПЕЛЬ ВОДНО-СПИРТОВОГО РАСТВОРА В ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНОМ ПОТОКЕ | 183 |
| Кремлев И.А. ПРИМЕНЕНИЕ БЕСПИЛОТНЫХ ЛЕТАТЕЛЬНЫХ АППАРАТОВ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ ИНЖЕНЕРНЫХ ИЗЫСКАНИЙ НА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ..... | 185 |
| Малькова Я.Ю., Уфа Р.А., Суворов А.А. ВЛИЯНИЕ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ НА ПАРАМЕТРЫ РЕЖИМА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ | 187 |
| Мицкевич Р.В., Космынина Н.М. РАЗРАБОТКА ПРОГРАММЫ ДЛЯ ВЫБОРА И ПРОВЕРКИ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ГИБКИХ ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ..... | 189 |
| Моисеенко К.А. АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ПОДСТАНЦИИ 220/110/10 КВ..... | 191 |
| Молчанов И.А. ПЛАНИРОВАНИЕ УДВОЛЕТВОРИТЕЛЬНОЙ КОНСТРУКЦИИ ВЕТРОГЕНЕРАТОРА С ЦЕЛЬЮ ЭКОНОМИИ ЭНЕРГИИ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ | 193 |
| Никитин В.А. ПРОБЛЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕНЕРАТОРА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ДЛЯ ПРОЦЕССОВ БУРЕНИЯ И ДОБЫЧИ..... | 195 |
| Новиков К.В., Космынина Н.М. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 220 КВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ..... | 197 |
| Отрашевский Н.А., Космынина Н.М. АНАЛИЗ СХЕМЫ ВЫДАЧИ МОЩНОСТИ КУЗНЕЦКОЙ ТЭЦ..... | 199 |

| | |
|--|-----|
| Пак В.А. АНАЛИЗ ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ 500/220/10 | 201 |
| Разживин И.А., Аскарлов А.Б., Киевец А.В. РАЗРАБОТКА И ОБОСНОВАНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ УГЛОМ ТАНГАЖА ВЕТРОТУРБИНЫ..... | 203 |
| Романов Д.С. МНОГОФАКТОРНАЯ ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТВЕРДЫХ БЫТОВЫХ ОТХОДОВ В КАЧЕСТВЕ КОМПОНЕНТОВ СУСПЕНЗИОННЫХ ТОПЛИВ | 205 |
| Рубан Н.Ю., Рудник В.Е., Ткаченко С.В. ПРОГРАММНО-АППАРАТНАЯ ПЛАТФОРМА ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК | 207 |
| Рудник В.Е., Уфа Р.А., Малькова Я.Ю. АНАЛИЗ ЗАЩИТ ВЕТРОУСТАНОВОК ИНТЕГРИРОВАННЫХ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКУЮ СИСТЕМУ | 209 |
| Тихомиров Н.Д., Леин М.С. АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССОВ ХРАНЕНИЯ И СИСТЕМАТИЗАЦИИ ДАННЫХ В УСЛОВИЯХ ЦИФРОВОЙ МОДЕРНИЗАЦИИ | 211 |
| Федоренко Р.М., Антонов Д.В. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ СТОЛКНОВЕНИЯ КАПЕЛЬ С НЕОДНОРОДНЫМ СОСТАВОМ В ГАЗОВОЙ СРЕДЕ | 213 |

Секция 12. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ

ПОДСЕКЦИЯ 1 – УГЛЕВОДОРОДНОЕ СЫРЬЕ

| | |
|---|-----|
| Артемьева А.С., Мартынова М.Ю. СИНТЕЗ ДИАЛКИЛХИНОЛИНОВ НА МИКРОПОРИСТЫХ ЦЕОЛИТАХ | 215 |
| Баширова Г.М., Серебренников Д.В. СООЛИГОМЕРИЗАЦИЯ α -МЕТИЛСТИРОЛА И ИЗОПЕНТЕНОВ В ПРИСУТСТВИИ МЕЗОПОРИСТЫХ АЛЮМОСИЛИКАТОВ | 216 |
| Байбуртли А.В., Григорьева Н.Г., Куватова Р.З., Злотский С.С. СИНТЕЗ ХИНОЛИНОВ В ПРИСУТСТВИИ МИКРОПОРИСТЫХ ЦЕОЛИТОВ..... | 217 |
| Бейсенов Д. МОДИФИКАЦИЯ БИТУМА АТАКТИЧЕСКИМ ПОЛИПРОПИЛЕНОМ..... | 218 |
| Воронин М.А., Свириденко Н.Н. ВЛИЯНИЕ ДАВЛЕНИЯ НА ПРЕВРАЩЕНИЯ СМОЛ И АСФАЛЬТЕНОВ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ В ПРОЦЕССЕ КАТАЛИТИЧЕСКОГО КРЕКИНГА | 219 |
| Восмериков А.А., Восмерикова Л.Н. ВЛИЯНИЕ ПРИРОДЫ ИСТОЧНИКА КРЕМНИЯ НА ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ И КАТАЛИТИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ZN-АЛЮМОСИЛИКАТА В ПРОЦЕССЕ АРОМАТИЗАЦИИ ПРОПАНА | 221 |
| Гомбоева А.Б. ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ЩЕЛОЧНОЙ ОЧИСТКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА..... | 223 |
| Гончаров А.В., Кривцов Е.Б. ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ СЕРОСОДЕРЖАЩИХ СОЕДИНЕНИЙ В ПРОДУКТАХ КРЕКИНГА ВЫСОКОСЕРНИСТЫХ ГУДРОНОВ | 225 |
| Джалилова С.Н. КОНВЕРСИЯ ПОПУТНЫХ НЕФТЯНЫХ ГАЗОВ C ₃ -C ₄ В ЖИДКИЕ УГЛЕВОДОРОДЫ НА ЦЕОЛИТАХ, МОДИФИЦИРОВАННЫХ ГПС (Mo-Bi-Ni) | 227 |
| Зайнуллин И.И., Байтеряков В.С. МЕЗОПОРИСТЫЙ АЛЮМОСИЛИКАТ В ОЛИГОМЕРИЗАЦИИ ВЫСШИХ ОЛЕФИНОВ C ₁₄ -C ₁₆ | 229 |
| Зырянов М.С., Фомичев Е.В., Чеканцева Л.В. ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ МАГНИТНОГО ПОЛЯ НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ | 230 |
| Ешмуханова А.Д., Зырянова П.И., Кривцова К.Б. ИССЛЕДОВАНИЕ ПРЕВРАЩЕНИЯ КОМПОНЕНТОВ ТЯЖЕЛОГО НЕФТЯНОГО СЫРЬЯ В ПРОЦЕССЕ АКВАТЕРМОЛИЗА | 233 |
| Зверев К.С., Волкова Г.И. ПОВЕДЕНИЕ ЭМУЛЬСИЙ ПРИ СОВМЕСТНОМ ВОЗДЕЙСТВИИ ДЕЭМУЛЬГАТОРОВ И УЛЬТРАЗВУКА | 235 |
| Иовик Ю.А. ИЗМЕНЕНИЕ СТРУКТУРНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК СМОЛ И АСФАЛЬТЕНОВ ВЫСОКОСЕРНИСТОГО ГАЗОЙЛЯ В ПРОЦЕССЕ ОКИСЛЕНИЯ И КРЕКИНГА | 237 |
| Кравцова Д.С. ИЗМЕНЕНИЕ СОСТАВА ТЯЖЕЛОЙ МЕТАНОВОЙ НЕФТИ В ПРОЦЕССЕ ТЕРМИЧЕСКОГО КРЕКИНГА | 239 |
| Кувинов И.В., Зотова П.Г., Большакова М.А. ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ АКВАТЕРМОЛИЗА ПОРОД, СОДЕРЖАЩИХ НИЗКОПРЕОБРАЗОВАННОЕ ОРГАНИЧЕСКОЕ ВЕЩЕСТВО АКВАЛЬНОГО ГЕНЕЗИСА | 241 |
| Линттин И.А. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ АБСОРБЦИОННОЙ ОСУШКИ С ПРИМЕНЕНИЕМ РАЗЛИЧНЫХ ГЛИКОЛЕЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ СЕВЕРА | 243 |
| Маркова А.А., Восмериков А.А., Восмериков А.В. ПРЕВРАЩЕНИЕ ПРОПАНА В ОЛЕФИНОВЫЕ УГЛЕВОДОРОДЫ НА МОДИФИЦИРОВАННЫХ ЦЕОЛИТНЫХ КАТАЛИЗАТОРАХ..... | 245 |
| Мукушева Г. ПЛАЗМОХИМИЧЕСКОЕ ПРЕВРАЩЕНИЕ ПРОПАНА И ЕГО СМЕСИ С МЕТАНОМ В ПРИСУТСТВИИ ВОДЫ | 247 |
| Нальгиева Х.В., Журавков С.П., Восмериков А.В. СИНТЕЗ И ПРИМЕНЕНИЕ КОБАЛЬТ- И ПОЛИОКСОМОЛИБДАТ-СОДЕРЖАЩИХ АЛЮМООКСИДНЫХ СИСТЕМ..... | 249 |
| Полякова Т.Г. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ АБСОРБЦИОННОЙ ОСУШКИ ГАЗА РАЗЛИЧНЫМИ АБСОРБЕНТАМИ | 250 |
| Серебренников Д.В., Баширова Г.М., Бубеннов С.В. ОЛИГОМЕРИЗАЦИЯ ПЕНТ-1-ЕНА НА ЦЕОЛИТНЫХ КАТАЛИЗАТОРАХ С ИЕРАРХИЧЕСКОЙ ПОРИСТОЙ СТРУКТУРОЙ | 252 |
| Та Куанг Кыонг ВЛИЯНИЕ ХЛОРОРГАНИЧЕСКИХ АНТИПИРЕНОВ..... | 253 |
| НА НАБУХАНИЕ ИХ КОМПОЗИЦИЙ С ПОЛИДИЦИКЛОПЕНТАДИЕНОМ | 254 |
| Талл Фатимата АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ ОСУШКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА ОТ ПРИМЕСЕЙ ВОДЫ С ПОМОЩЬЮ ТРИЭТИЛЕНГЛИКОЛЯ | 255 |
| Якунина Н.С. АНАЛИЗ МЕТОДОВ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА | 257 |

ПОДСЕКЦИЯ 2 – ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ

| | |
|--|-----|
| Белинская Н.С. РАЗРАБОТКА ПОДХОДА К МОДЕЛИРОВАНИЮ ПРОЦЕССОВ ГИДРОПЕРЕРАБОТКИ АТМОСФЕРНЫХ И ВАКУУМНЫХ ДИСТИЛЛЯТОВ НЕФТИ | 259 |
| Алтынов А.А., Богданов И.А., Киргина М.В. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ДАВЛЕНИЯ И РАСХОДА СЫРЬЯ НА ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРОДУКТОВ ЦЕОФОРМИНГА ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА СТАБИЛЬНОГО | 260 |
| Аркенова С.Б., Орешина А.А., Вымятнин Е.К., Ларюшкина Д.Д., Калиев Т., Назарова Г.Ю. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ СЫРЬЯ И ПРОДУКТОВ КАТАЛИТИЧЕСКОЙ ПЕРЕРАБОТКИ ВАКУУМНОГО ГАЗОЙЛЯ ИЗ КАЗАХСТАНСКОЙ НЕФТИ В ПРОЦЕССАХ ГИДРООЧИСТКИ И КРЕКИНГА | 262 |
| Афанасьева А.Д., Аркенова С.Б., Калиев Т.А. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ГИДРООЧИСТКИ ВАКУУМНОГО ГАЗОЙЛЯ | 264 |
| Баклашкина К.А. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПРОЦЕССОВ ОКИСЛИТЕЛЬНОЙ ДЕСУЛЬФУРИЗАЦИИ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА | 267 |
| Бальжанова А.Т., Белозерцева Н.Е. СРАВНЕНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК БИОДИЗЕЛЬНЫХ ТОПЛИВ, ПОЛУЧЕННЫХ ИЗ РАЗЛИЧНЫХ РАСТИТЕЛЬНЫХ МАСЕЛ | 268 |
| Бердникова А.А., Бархатова В.Н., Бешагина Е.В. ИССЛЕДОВАНИЕ ИНГИБИРУЮЩЕЙ И РАСТВОРЯЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ ГУМИНОВЫХ КИСЛОТ | 271 |
| Богданов И.А., Алтынов А.А., Киргина М.В. ОБЛАГОРАЖИВАНИЕ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА НА ЦЕОЛИТНОМ КАТАЛИЗАТОРЕ | 273 |
| Бунаев А.А., Долганова И.О., Долганов И.М., Иванчина Э.Д., Чернышов М.Н., Межова М.Ю. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ПИРОЛИЗА | 274 |
| Быков Р.А., Быкова В.В. ОЦЕНКА ТЕРМОДИНАМИЧЕСКОЙ ВЕРОЯТНОСТИ ПРЕВРАЩЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ СТАБИЛЬНОГО ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА В ПРОЦЕССЕ ЦЕОФОРМИНГ | 276 |
| Быкова В.В. ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НА ПРОЦЕСС КАТАЛИТИЧЕСКОЙ ДЕПАРАФИНИЗАЦИИ ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ ДИЗЕЛЬНЫХ ТОПЛИВ | 278 |
| Долганов И.М., Солопова А.А., Долганова И.О. ВЛИЯНИЕ РАСХОДА ЛИНЕЙНОГО АЛКИЛБЕНЗОЛА В ПЛЕНОЧНОМ РЕАКТОРЕ СУЛЬФИРОВАНИЯ НА СКОРОСТЬ ОБРАЗОВАНИЯ ПОБОЧНЫХ ПРОДУКТОВ ... | 280 |
| Кислицкая Е.Р. ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ РЕАКЦИЙ ПРЕВРАЩЕНИЯ СЕРО- И АЗОТСОДЕРЖАЩИХ СОЕДИНЕНИЙ В ПРОЦЕССЕ ГИДРООЧИСТКИ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА | 282 |
| Логачева Д.Н., Кривцова К.Б. ИССЛЕДОВАНИЕ СОВМЕСТНОЙ КОНВЕРСИИ МАСЕЛ И ТЯЖЕЛОГО НЕФТЯНОГО СЫРЬЯ | 284 |
| Лось Е.А. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГЕНЕТИЧЕСКОГО АЛГОРИТМА ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССА КОМПАУНДИРОВАНИЯ | 285 |
| Майлин М.В., Францина Е.В., Машнич В.В. РАЗРАБОТКА МОДЕЛИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ СВОЙСТВ ДИЗЕЛЬНЫХ ТОПЛИВ НА ОСНОВЕ ИХ УГЛЕВОДОРОДНОГО СОСТАВА И ЭФФЕКТА ВВЕДЕННОЙ ПРИСАДКИ | 286 |
| Мамец А.С., Каштанова П.Д., Павлова А.А. ИССЛЕДОВАНИЕ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ СВОЙСТВ ДИЗЕЛЬНЫХ ФРАКЦИЙ В ПРИСУТСТВИИ ДЕПРЕССОРНОЙ ПРИСАДКИ | 289 |
| Марданов К.Э., Богданов И.А., Киргина М.В. РАСЧЕТ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК РЕАКЦИЙ ПЕРЕРАСПРЕДЕЛЕНИЯ ВОДОРОДА В ОЛЕФИНАХ В ПРОЦЕССЕ ЦЕОФОРМИНГА Н-ГЕКСАНА | 291 |
| Мартьянова Е.И., Богданов И.А. ИССЛЕДОВАНИЕ ГРУППОВОГО СОСТАВА ПРОДУКТОВ ОБЛАГОРАЖИВАНИЯ ДИЗЕЛЬНОЙ ФРАКЦИИ НА ЦЕОЛИТНОМ КАТАЛИЗАТОРЕ | 293 |
| Маужигунова Е.Н., Белинская Н.С. ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ РЕАКЦИЙ ГИДРОКРЕКИНГ А Н-ПАРАФИНОВ В ПРОЦЕССЕ КАТАЛИТИЧЕСКОЙ ДЕПАРАФИНИЗАЦИИ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА | 295 |
| Машнич В.В., Францина Е.В., Майлин М.В. КВАНТОВО-ХИМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ МЕЖМОЛЕКУЛЯРНЫХ ВЗАИМОДЕЙСТВИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ ДИЗЕЛЬНЫХ ТОПЛИВ С ДЕПРЕССОРНОЙ ПРИСАДКОЙ | 297 |
| Морозова Я.П., Богданов И.А. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ДОБАВЛЕНИЯ ДИЗЕЛЬНОЙ ФРАКЦИИ 300-360 °С НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ДЕЙСТВИЯ ДЕПРЕССОРНОЙ ПРИСАДКИ | 299 |
| Никонова Н.П., Богданов И.А. СРАВНЕНИЕ ГРУППОВОГО СОСТАВА ПРЯМОГОННЫХ ДИЗЕЛЬНЫХ ТОПЛИВ, ОПРЕДЕЛЕННОГО АНИЛИНОВЫМ МЕТОДОМ | 301 |
| Орешина А.А., Вымятнин Е.К., Назарова Г.Ю. ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ ПРЕВРАЩЕНИЙ СЕРУСОДЕРЖАЩИХ СОЕДИНЕНИЙ В ПРОЦЕССЕ КАТАЛИТИЧЕСКОГО КРЕКИНГА | 302 |
| Орлова А.М., Киргина М.В. ДОБАВЛЕНИЕ ТЯЖЕЛЫХ Н-ПАРАФИНОВ, КАК СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДЕЙСТВИЯ ДЕПРЕССОРНЫХ ПРИСАДОК | 305 |
| Павлова А.А., Мамец А.С., Машнич В.В. СРАВНЕНИЕ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ СВОЙСТВ ДИЗЕЛЬНЫХ И ГАЗОЙЛЕВЫХ ФРАКЦИЙ | 307 |
| Пивовар В.А., Попок Е.В. ИССЛЕДОВАНИЕ ТОНКОДИСПЕРСНЫХ ПОРОШКОВ В СИНТЕЗЕ ФИШЕРА-ТРОПША | 309 |
| Радченко Н.Д., Нелобова Д.М. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПРИСАДОК И ДОБАВОК НА ДЕТОНАЦИОННЫЕ СВОЙСТВА МОТОРНЫХ ТОПЛИВ | 311 |
| Соснина Д.В., Белозерцева Н.Е., Киргина М.В. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ВРЕМЕНИ ПРОТЕКАНИЯ РЕАКЦИИ ПЕРЕЭТЕРИФИКАЦИИ НА ХАРАКТЕРИСТИКИ БИОДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА | 313 |

| | |
|---|-----|
| Стреляев А.Д., Кривцова К.Б. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПРИРОДНЫХ ИНГИБИРУЮЩИХ КОМПОНЕНТОВ НА ПРОЦЕСС ОБРАЗОВАНИЯ АГРЕГАТОВ ВЫСОКОМОЛЕКУЛЯРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ НЕФТЯНОГО СЫРЬЯ..... | 314 |
| Тарасова О.С. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО РЕЖИМА РАБОТЫ УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ ШЕЛЬФОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ..... | 316 |
| Темирболат А.М., Алтынов А.А. РАЗРАБОТКА РЕЦЕПТУР СМЕШЕНИЯ БЕНЗИНОВ НА ОСНОВЕ ЦЕОФОРМАТОВ, ПОЛУЧЕННЫХ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ..... | 318 |
| Титаев К.М., Орлова А.М. ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ И ФРАКЦИОННОГО СОСТАВА ТОВАРНОГО ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА | 320 |
| Торчакова О.М., Белозерцева Н.Е. АНАЛИЗ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ СВОЙСТВ БИОДИЗЕЛЬНЫХ ТОПЛИВ, ПОЛУЧЕННЫХ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ПАРАМЕТРАХ СИНТЕЗА..... | 321 |
| Чузлов В.А., Иванчина Э.Д., Сейтенова Г.Ж., Тюменцев А.Ю., Дюсова Р. МОДЕЛИРОВАНИЕ РАБОТЫ КОМПЛЕКСА ПРОИЗВОДСТВА КОМПОНЕНТОВ ТОВАРНЫХ БЕНЗИНОВ НА ПАВЛОДАРСКОМ НЕФТЕХИМИЧЕСКОМ ЗАВОДЕ..... | 323 |
| Шатова Е.Н., Кривцова К.Б. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПОРФИРИНОВ НА НЕФТЯНУЮ ДИСПЕРСНУЮ СИСТЕМУ..... | 324 |

Секция 13. КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ

| | |
|--|-----|
| Ахмаджонов А.А., Усманов Х.Л., Ниязова Ш.М. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МИКРОКРЕМНЕЗЕМА В ПРОИЗВОДСТВЕ СТЕКЛООБРАЗНЫХ МАТЕРИАЛОВ | 326 |
| Бадретдинова В.Т., Серых Т.А., Чернова А.П. ВЗАИМОСВЯЗЬ МЕЖДУ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИМИ СВОЙСТВАМИ И АДсорбЦИОННОЙ СПОСОБНОСТЬЮ ОТБЕЛИВАЮЩИХ ГЛИН..... | 328 |
| Батенева П.А. АПРОБАЦИЯ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ МНОГОРЯДНОГО ВОЗДУШНОГО КЛАССИФИКАТОРА СЫПУЧИХ МАТЕРИАЛОВ | 330 |
| Белякова Е.О. ПЕРЕРАБОТКА ОТВАЛЬНОГО МОНАЦИТА ТУГАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ..... | 332 |
| Боровой В.Ю. РАЗРАБОТКА СОСТАВА ЭМАЛЕВОГО ПОКРЫТИЯ С ЗАДАНЫМИ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ | 334 |
| Врона К.Т., Матвиенко А.В. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ОТРАБОТАННОГО ГРАНАТОВОГО ПЕСКА ПОСЛЕ ГИДРОАБРАЗИВНОЙ РЕЗКИ В ДОРОЖНОЙ ОДЕЖДЕ ИЗ ФТОРАНГИДРИТА | 336 |
| Галеев В.Р. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ БУРОВОГО ШЛАМА В КАЧЕСТВЕ ЗАПОЛНИТЕЛЯ ЦЕМЕНТНОЙ СИСТЕМЫ | 338 |
| Гончаров К.В., Кирышкин А.А. ПРИМЕНЕНИЕ ТЕРМОГИДРОЛИЗА ПРИ ПЕРЕРАБОТКЕ ВАНАДИЙСОДЕРЖАЩИХ СОЛЯНОКИСЛЫХ РАСТВОРОВ ЖЕЛЕЗА С ИЗВЛЕЧЕНИЕМ ЖЕЛЕЗА И ВАНАДИЯ | 340 |
| Жумаева Ф.Ф. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ОТХОДОВ ХИМИЧЕСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ В ПРОИЗВОДСТВЕ ЦЕМЕНТА..... | 342 |
| Жуманов Ю.К. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА КАОЛИНОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КЫЗЫЛКУМСКОГО РЕГИОНА..... | 344 |
| Исмаилова Ш.Я., Лубяной Д.Д. ПОЛУЧЕНИЕ ПРИРОДНО-ЛЕГИРОВАННОГО ЧУГУНА В КУЗБАССЕ | 346 |
| Камбарова Э.А., Мурзакасымова Н.С., Бектенов Н.А. ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ОЧИСТКИ СТОЧНЫХ ВОД ОТ ИОНОВ МЕТАЛЛОВ НА НОВЫХ СОРБЕНТАХ..... | 348 |
| Кашеков Д.Ю. ИЗВЛЕЧЕНИЕ ВАНАДИЯ И НИКЕЛЯ ИЗ ЗОЛ ТЭЦ ОТ СЖИГАНИЯ МАЗУТА..... | 350 |
| Мадатов Т.А., Пардаев С.Т. ИССЛЕДОВАНИЕ БЕНТОНИТОВЫХ ГЛИН УЗБЕКИСТАНА ДЛЯ ФОРМОВОЧНЫХ СМЕСЕЙ В МЕТАЛЛУРГИИ..... | 353 |
| Мисковец А.Ю. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПОЛУЧЕНИЯ ПОРИСТОГО СТЕКЛОКРИСТАЛЛИЧЕСКОГО МАТЕРИАЛА ПО ОДНОСТАДИЙНОЙ ТЕХНОЛОГИИ | 355 |
| Мурзакасымова Н.С., Камбарова Э.А., Бектенов Н.А. МОДИФИЦИРОВАНИЕ АНИОНИТА ЛИМОННОЙ КИСЛОТЫ ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОЙ СОРБЦИИ..... | 357 |
| Мусханов Д.А. ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ ЗОЛОШЛАКОВЫХ МАТЕРИАЛОВ С ЦЕЛЬЮ ПОЛУЧЕНИЯ ОКСИДА КРЕМНИЯ | 359 |
| Ниязова Ш.М., Ф.Г. Хомидов Ф.Г., Эминов А.А. АНДЕЗИБАЗАЛЬТОВОЕ ВОЛОКНО НА ОСНОВЕ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВЫХ И ВТОРИЧНЫХ РЕСУРСОВ..... | 361 |
| Омаров А.К. ПРОБЛЕМА СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ВОД СЕНОМАНСКОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ ЗАВОДНЕНИЯ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ..... | 363 |
| Пахомова Н.Ю. ПРОИЗВОДСТВО ТАМПОНАЖНОГО ПОРТЛАНДЦЕМЕНТА | 365 |
| Попова А.Е., Кабанова В.В. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ УТЯЖЕЛИТЕЛЕЙ В ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРАХ | 367 |
| Пурханатдинов А.П. ПЕРСПЕКТИВНОЕ ГЛИНИСТОЕ СЫРЬЕ КАРАКАЛПАКСТАНА ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ КЕРАМЗИТОВЫХ ГРАНУЛ | 369 |
| Савин А.С. ВЛИЯНИЕ ПРИРОДНЫХ СИЛИКАТОВ НА ОБРАЗОВАНИЕ И СВОЙСТВА ЦЕМЕНТНЫХ КЛИНКЕРОВ | 371 |
| Сагун А.И. СИНТЕЗ ДИОПСИДА ИЗ СЕРПЕНТИНИТОВОГО СЫРЬЯ..... | 373 |
| Сайко И.А. ПОЛУЧЕНИЕ ТАРНОГО И ШЛАКОВОГО СТЕКЛА | 375 |
| С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ОТХОДА ПРОИЗВОДСТВА СЕРПЕНТИНИТА | 376 |
| Таиров С.С., Сабиров Б.Т. ВЛИЯНИЕ ОТХОДА «ПЫЛЬ ГАЗООЧИСТКИ» НА ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ КЕРАМИЧЕСКИХ ОБРАЗЦОВ ДЛЯ КЕРАМИЧЕСКИХ ПЛИТОК | 377 |
| Торопков Н.Е. ИССЛЕДОВАНИЕ КОМПОЗИТОВ НА ОСНОВЕ ГИДРОКСИАПАТИТА И ПОЛИЛАКТИДА | 378 |
| Трушина Д.С. МЕТАЛЛУРГИЧЕСКИЕ ОКАТЫШИ ИЗ ЖЕЛЕЗОСОДЕРЖАЩЕЙ ФРАКЦИИ ЗОЛЫ..... | 380 |

| | |
|--|-----|
| Хомидов Ф.Г., Ниязова Ш.М. ОСОБЕННОСТИ АЛЮМОМАГНЕЗИАЛЬНОЙ ШПИНЕЛИ, ПОЛУЧЕННОЙ ЗОЛЬ-ГЕЛЬ МЕТОДОМ..... | 382 |
| Шарафеев Ш.М. ПОЛУЧЕНИЕ КЕРАМИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ НА ОСНОВЕ АКТИВИРОВАННОГО ЦИРКОНОВОГО КОНЦЕНТРАТА | 384 |
| Эминов Ал.А. ПОЛУЧЕНИЕ НИЗКОПОРИСТОЙ КЕРАМИКИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДОЛОМИТОВОЙ ПОРОДЫ | 386 |

Секция 14. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

| | |
|--|-----|
| Антипьев В.В. АНАЛИЗ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ ОДНОГО ПРОХОДНОГО ДИАМЕТРА ПО ТЕХНОЛОГИИ «MONOVORE WELLS»..... | 388 |
| Бакиров А.Д., Шаляпин Д.В. АКТУАЛЬНОСТЬ И ВОЗНИКАЮЩИЕ ПРОБЛЕМЫ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН В НЕУСТОЙЧИВЫХ ГЛИНИСТО-АРГИЛЛИТОВЫХ ПОРОДАХ | 390 |
| Биктимиркин Е.Ю. АЛЬТЕРНАТИВНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ЗАКАНЧИВАНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН | 392 |
| Биланская И.В. КОНЕЧНО-ЭЛЕМЕНТНЫЙ ПРОЧНОСТНОЙ АНАЛИЗ ЛОВИТЕЛЯ-СИГНАЛИЗАТОРА ЛС-АСМТ-62х21 В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ ANSYS | 393 |
| Герашенко Д.И., Сычев В.А. АНАЛИЗ СИСТЕМ УДЕРЖАНИЯ СУДОВЫХ БУРОВЫХ ПЛАТФОРМ НА ТОЧКЕ БУРЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ В АРКТИЧЕСКИХ МОРЯХ | 395 |
| Демидова П.И. ТРАССЕРНЫЕ МЕТОДЫ ИДЕНТИФИКАЦИИ ПРИТОКА ФЛЮИДА | 398 |
| Захаров А.С., Минаев К.М. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ РЕЦЕПТУР БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ..... | 400 |
| Климанова Д.А. РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫЕ РАБОТЫ В ГОРИЗОНТАЛЬНОМ УЧАСТКЕ СКВАЖИНЫ ... | 401 |
| Королев А.С., Минаев К.М. ИССЛЕДОВАНИЕ ПОЛИМЕРНЫХ РЕАГЕНТОВ В СУСПЕНЗИОННОЙ ФОРМЕ ДЛЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ | 403 |
| Курьянов Д.А., Вострецов В.О., Симонов Е.А. ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН НА НЕФТЕГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ | 405 |
| Кушнер Л.Е., Исаев Е.А. АНАЛИЗ УДАРНЫХ СПОСОБОВ БУРЕНИЯ..... | 407 |
| Лысаков Д.В. РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЙ И СРЕДСТВ ЗАБУРИВАНИЯ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ СТВОЛОВ СКВАЖИН С ИСКУССТВЕННОГО ЗАБОЯ ОТКЛОНИТЕЛЯМИ НЕПРЕРЫВНОГО ДЕЙСТВИЯ В ТВЕРДЫХ И ОЧЕНЬ ТВЕРДЫХ ГОРНЫХ ПОРОДАХ | 409 |
| Манилов А.С. АКТУАЛЬНОСТЬ БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН ПРЕДЕЛЬНО МАЛОГО ДИАМЕТРА | 411 |
| Масалида И.В., Мельников А.А., Минаев К.М. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПОЛИСАХАРИДНЫХ ПОНЗИТЕЛЕЙ ФИЛЬТРАЦИИ НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ И ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ СВОЙСТВА БИОПОЛИМЕРНЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА..... | 413 |
| Нгуен Тхань Хиен ВЛИЯНИЕ КОНЦЕНТРАЦИИ ДЕСТРУКТОРА НА ОСНОВЕ МОЛОЧНОЙ КИСЛОТЫ НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЖИДКОСТИ ГИДРОРАЗРЫВА | 415 |
| Пазяк М.А. КОМПЬЮТЕРНЫЙ ИНЖЕНЕРНЫЙ АНАЛИЗ КОРПУСА ПРЕВЕНТОРА ПШКМ-АСМТ-114Х21 ... | 417 |
| Сагитов Р.Р., Минаев К.М. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИСПЫТАНИЕ ОБРАЗЦОВ КАРБОКСИМИТЕЛИРОВАННОГО КРАХМАЛА С РАЗЛИЧНОЙ СТЕПЕНЬЮ ЗАМЕЩЕНИЯ | 419 |
| Серебрянников А.А. ЭФФЕКТИВНОСТЬ БУРЕНИЯ МНОГОЗАБОЙНЫХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ НИЗКОПРОНИЦАЕМОГО КОЛЛЕКТОРА НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ | 421 |
| Сычев В.А., Герашенко Д.И. АНАЛИЗ КОНСТРУКЦИИ И ОСОБЕННОСТЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТУРЕЛЬНЫХ СИСТЕМ УДЕРЖАНИЯ БУРОВЫХ СУДОВ ДЛЯ ЗАМЕРЗАЮЩИХ АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ | 423 |
| Тихонов А.С. АНАЛИЗ МЕРОПРИЯТИЙ ПО СОКРАЩЕНИЮ СРОКОВ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН НА ОБЪЕКТАХ ООО «РН-ЮГАНСКНЕФТЕГАЗ» | 426 |
| Тихонов А.С., Ковалев А.В. ОПТИМИЗАЦИЯ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИНЫ ПУТЕМ ПРИМЕНЕНИЯ ПОТАЙНЫХ КОЛОНН..... | 429 |
| Ульянюк М.П., Островский О.В. ПРИМЕНЕНИЕ ПОЛИМЕРНЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ | 432 |
| Федотченко Ф.С. ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭЛЕКТРОБУРА ПРИ БУРЕНИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН | 433 |
| Шаляпин Д.В., Бакирова А.Д. РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ПОДГОТОВКЕ СТВОЛА СКВАЖИНЫ К ЦЕМЕНТИРОВАНИЮ И ПОВЫШЕНИЮ КАЧЕСТВА КРЕПЛЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА ДЛЯ ПЯКЯХИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ | 436 |
| Шемелина О.Н. АСПЕКТЫ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН В СЛОЖНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ..... | 438 |
| Шемелина О.Н. РАЗРАБОТКА РЕЦЕПТУРЫ БУРОВОГО РАСТВОРА | 439 |

Секция 15. ГОРНОЕ ДЕЛО. РАЗРАБОТКА РУДНЫХ И НЕРУДНЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

| | |
|--|-----|
| Баранов А.А. ОБЗОР МЕТОДОВ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ НАКОПЛЕНИЯ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В РЕЗЕРВАРАХ | 441 |
| Богданов В.В. ВЛИЯНИЕ ПРЕДЫСТОРИИ НАГРУЖЕНИЯ НА ОСОБЕННОСТИ ПРОЯВЛЕНИЯ ТЕРМОМЕХАНИЧЕСКИХ ЭФФЕКТОВ В КАМЕННОЙ СОЛИ | 443 |

| | |
|---|-----|
| Достовалова А.В. РАЗРАБОТКА АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ СМЕЩЕНИЯ ГОРНОЙ МАССЫ НА ОТКРЫТЫХ ГОРНЫХ РАБОТАХ..... | 445 |
| Ершов М.Ю. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯННЫХ СКВАЖИН С ПОМОЩЬЮ СТРУЙНОГО АППАРАТА..... | 447 |
| Зверев Д.И. МЕХАНИЗМ ФОРМИРОВАНИЯ ОЧАГОВ ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ ЯВЛЕНИЙ В СКЛАДЧАТЫХ СТРУКТУРАХ КАЛИЙНЫХ ПЛАСТОВ | 449 |
| Исаев Е.Д. К ВОПРОСУ ПЕРСПЕКТИВ РАЗВИТИЯ ШАРОСТРУЙНОГО БУРЕНИЯ..... | 451 |
| Кизилов С.А., Малахов Ю.В., Королёв М.К. ГЕОТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПОДЗЕМНОЙ ОТРАБОТКИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ РОБОТИЗИРОВАННЫМИ КОМПЛЕКСАМИ..... | 453 |
| Кириллов А.М. СРАВНЕНИЕ МЕТОДОВ РЕГУЛИРОВАНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ПОРШНЕВЫХ КОМПРЕССОРНЫХ УСТАНОВОК..... | 455 |
| Кириллов В.П., Михеев Т.А. БАЛАНСИРОВКА РОТОРА В СОБСТВЕННЫХ ОПОРАХ С ПОМОЩЬЮ МОБИЛЬНОГО ТЕЛЕФОНА | 457 |
| Климов В.А. УВЕЛИЧЕНИЕ СРОКА СЛУЖБЫ ПЕРЕКЛЮЧАТЕЛЯ СКВАЖИН МНОГОХОДОВОГО | 459 |
| Кожевникова П.И., Карапетян К.С. ДОБЫЧА ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ. РУДНЫХ И НЕРУДНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ | 461 |
| Колесников С.И. КОНСТРУКЦИИ ДЛЯ ОРБИТАЛЬНОГО ПЕРЕМЕЩЕНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ | 463 |
| Колесников С.И. ОЦЕНКА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ РОЛИКА КАРЕТКИ ОРБИТАЛЬНОГО ПЕРЕМЕЩЕНИЯ | 465 |
| Крылов Д.Е. ХРАНЕНИЕ, НАКОПЛЕНИЕ И УТИЛИЗАЦИЯ НЕФТЕШЛАМОВ..... | 467 |
| Крючкова С.О., Манабаев К.К. ТРЕХМЕРНОЕ СКАНИРОВАНИЕ СЛОЖНОПРОФИЛЬНОЙ ОБЪЕМНОЙ МОДЕЛИ..... | 467 |
| Курмель Р.С. ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА НА МОРСКИХ АРКТИЧЕСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ..... | 471 |
| Ле Куанг Фук РАСЧЕТ И ПРОГНОЗ РАЗРУШЕНИЯ ПОВЕРХНОСТНЫХ СООРУЖЕНИЙ ПРИ ОТРАБОТКЕ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ НА ШАХТЕ «НУИБЕО» (ВЬЕТНАМ)..... | 473 |
| Леконцев Ю.М., Сажин П.В., Новик А.В. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДЕБИТА МЕТАНА ИЗ ДАГАЗАЦИОННЫХ СКВАЖИН | 476 |
| Лунев П.С. ИНЖЕНЕРНЫЙ ПОДХОД К ОСВОЕНИЮ БАКЧАРСКОГО ЖЕЛЕЗОРУДНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИНФОРМАЦИОННО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ АСПЕКТ | 478 |
| Лунев П.С. ИНЖЕНЕРНЫЙ ПОДХОД К ОСВОЕНИЮ БАКЧАРСКОГО ЖЕЛЕЗОРУДНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ. РОБОТОТЕХНИЧЕСКИЙ АСПЕКТ..... | 480 |
| Лядов В.О. РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ О СТРОЕНИИ КАЛИЙНЫХ ПЛАСТОВ НА ШАХТНОМ ПОЛЕ РУДНИКА БКПРУ-2 ПАО "УРАЛКАЛИЙ"..... | 482 |
| Мандзюк М.И. ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ ПУТЕМ ДИНАМИЧЕСКОГО ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ КОНСТРУКТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ | 484 |
| Мельнов К.В., Саруев Л.А. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ РЕЗЬБОВОГО СОЕДИНЕНИЯ ТРУБ ДЛЯ ВРАЩАТЕЛЬНО-УДАРНОГО СПОСОБА БУРЕНИЯ..... | 486 |
| Мельнов К.В. ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРОМЕХАНИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ФОРМИРОВАНИЯ СИЛОВЫХ ИМПУЛЬСОВ ДЛЯ ГОРИЗОНТАЛЬНО НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ ПИЛОТНЫХ СКВАЖИН | 488 |
| Мухамедбаева М.А., Бердиев Ш.И. БРОНЕФУТЕРОВКА ДЛЯ ШАРОВЫХ МЕЛЬНИЦ | 490 |
| Суханов А.Е. КОНТРОЛЬ ГРУЗОПОТОКОВ НА КАЛИЙНЫХ РУДНИКАХ | 492 |
| Урсу В.И. ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ «КАПИЛЛЯРИМЕТРА ГРУППОВОГО» МЕТОДОМ КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ ANSYS..... | 494 |
| Фокин А.Б. ОБОСНОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ СТЕНДА ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССА ИНЕРЦИОННО-УДАРНОГО РАЗРУШЕНИЯ ТВЕРДЫХ ГОРНЫХ ПОРОД..... | 496 |
| Хайруллин Р.Р., Манабаев К.К. ОЦЕНКА ПРОЧНОСТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ЗАРУБЕЖНОГО И ОТЕЧЕСТВЕННОГО ЦЕНТРАТОРОВ | 498 |
| Цедрик С.А. АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ..... | 500 |
| Цедрик С.А. ПРОБЛЕМЫ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ МЕТОДА НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СЕПАРАЦИИ И ДОСТИЖЕНИЯ ТРЕБУЕМОЙ ТОЧКИ РОСЫ | 502 |
| Шилова Т.В. ОЦЕНКА ПРОНИЦАЕМОСТИ УГЛЯ IN SITU ПО ДАННЫМ МИКРОСТРУКТУРНОГО АНАЛИЗА ТРЕЦИНОВАТОСТИ И ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ | 504 |
| Шишков Р.И. ПРИМЕНЕНИЕ МОДУЛЬНОЙ ГОРНТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ "РАЗРЕЗ - МОДУЛЬНЫЙ ШАХТОУЧАСТОК" ДЛЯ РАЦИОНАЛЬНОЙ КОМБИНИРОВАННОЙ ОТРАБОТКИ ПОЛОГИХ УГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ..... | 506 |

Секция 16. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

| | |
|---|-----|
| Азизов Р.А. РАЗРАБОТКА МОБИЛЬНЫХ ПЛОТИН ДЛЯ ГИДРОИЗОЛЯЦИИ РАБОЧЕЙ ЗОНЫ ПРОВЕДЕНИЯ РЕМОНТНЫХ РАБОТ НА УЧАСТКАХ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА, РАСПОЛОЖЕННЫХ НА БОЛОТАХ III ТИПА | 508 |
|---|-----|

| | |
|---|-----|
| Васильев Е.П. ПРИМЕНЕНИЕ КРИОГЕЛЕЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ | 510 |
| Волков А.Э., Марина А.А. ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ПОКРЫТИЯ НА ОСНОВЕ НИТРИДА ТИТАНА ДЛЯ ДЕТАЛЕЙ УЗЛОВ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ, РАБОТАЮЩИХ В КОРРОЗИОННО-АБРАЗИВНОЙ СРЕДЕ..... | 512 |
| Дубченко И.П. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ НА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОЕ СОСТОЯНИЕ ТРУБОПРОВОДА НА ОПОРАХ | 514 |
| Кнауб И.А. ИССЛЕДОВАНИЕ КОРРОЗИОННОГО СОСТОЯНИЯ УЧАСТКА МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА С ПРИМЕНЕНИЕМ СТАТИСТИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ..... | 516 |
| Кузнецов А.А. МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ | 517 |
| Курасов О.А. МОДЕРНИЗАЦИЯ ПРОЕКТНОГО РЕШЕНИЯ УЧАСТКА ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ОТ УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ ГАЗА ДО ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО ПУНКТА..... | 519 |
| Лобкова Т.Е. ОЦЕНКА ВЕРОЯТНОСТИ ОТКАЗА ТОРСИОНА ПРИВОДА ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ МЕТОДАМИ НЕПАРАМЕТРИЧЕСКОЙ СТАТИСТИКИ | 521 |
| Морозова А.В., Волкова Г.И. ВЛИЯНИЕ УЛЬТРАЗВУКОВОЙ ОБРАБОТКИ НА СТРУКТУРНО-РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТЯНОЙ ДИСПЕРСНОЙ СИСТЕМЫ | 523 |
| Никулина Ю.А., Шубин А.С. ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ УЛЬТРАЗВУКОВОЙ МНОГОКАНАЛЬНОЙ ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ, КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ ПОДВОДНЫМИ ТРУБОПРОВОДНЫМИ СИСТЕМАМИ | 525 |
| Носова М.В. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МОДУЛЬНЫХ ДОРОЖНЫХ ПОКРЫТИЙ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОГО ПЕРЕЕЗДА ТЕХНИКИ ЧЕРЕЗ ДЕЙСТВУЮЩИЕ ПРОМЫСЛОВЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ | 527 |
| Павленко А.В., Морозова А.В. ВЛИЯНИЕ АКУСТИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СВОЙСТВА НЕФТЯНЫХ СИСТЕМ | 529 |
| Перегудова А.С., Черных В.Т. АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА | 531 |
| Севостьянов В.В. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ВНУТРИПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ | 533 |
| Стрюк С.О. ПОВЫШЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СВОЙСТВ ПРОМЫСЛОВОГО ТРУБОПРОВОДА ПУТЕМ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПОЗИТНЫХ МАТЕРИАЛОВ..... | 535 |
| Терентьев Е.С. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДЕФЕКТΟΣКОПА iNTRSCAN A 2072 | 537 |
| Тимофеева Л.А. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТАЛЫХ ВОД НА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОЕ СОСТОЯНИЕ ТРУБОПРОВОДА..... | 539 |
| Фицнер А.Ф. ВОЗДЕЙСТВИЕ НА УГЛЕВОДОРОДЫ ПОСРЕДСТВОМ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ПОЛЯ СВЕРХВЫСОКИХ ЧАСТОТ | 541 |

Подсекция 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

| | |
|--|-----|
| Харламов С.Н., Фатьянов Д.С. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ И УПРАВЛЕНИЕ ПРОЦЕССАМИ ТРАНСПОРТА РЕОЛОГИЧЕСКИ СЛОЖНЫХ ВЯЗКИХ СРЕД ВО ВНУТРЕННИХ СИСТЕМАХ: ИДЕИ, РЕЗУЛЬТАТЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ..... | 543 |
| Баркалова Е.М. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМ И МЕТОДОВ АКУСТИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРОЦЕССЫ ДОБЫЧИ И ТРАНСПОРТА НЕФТИ..... | 545 |
| Брыксин М.Р. РАСЧЕТ ПЛОТНОСТИ ДЛЯ ГАЗОВОЙ И НЕФТЯНОЙ ФАЗ В ДВУХФАЗНОМ ПОТОКЕ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ ТРУБАХ..... | 547 |
| Джанхорбани М. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО ИЗУЧЕНИЯ СТРУКТУРЫ ГЕТЕРОГЕННЫХ СРЕД ПРИ БУРЕНИИ И ОЧИСТКИ СКВАЖИН | 550 |
| Джанхорбани М. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ, ПРОБЛЕМЫ И УСПЕХЫ В ИССЛЕДОВАНИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, СОПРОВОЖДАЮЩИХ ОЧИСТКУ СКВАЖИН ОТ БУРОВЫХ ШЛАМОВ | 551 |
| Джанхорбани М., Харламов С.Н. ДЕТАЛИ МОДЕЛИРОВАНИЯ РЕОЛОГИЧЕСКИ СЛОЖНЫХ ВЯЗКИХ СРЕД В ОБЛАСТЯХ С КРИВОЛИНЕЙНОЙ ПОВЕРХНОСТЬЮ СКВАЖИН..... | 553 |
| Кнауб И.А. О МАТЕМАТИЧЕСКОМ МОДЕЛИРОВАНИИ НЕСТАЦИОНАРНЫХ ГАЗОЖИДКОСТНЫХ ПОТОКОВ: МОДЕЛЬ ГАЗОПРОЯВЛЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН | 555 |
| Кудешов А.А. ТЕХНОЛОГИЯ ПРОЦЕССА СЕПАРАЦИИ И ПОВЫШЕНИЯ СТЕПЕНИ ИЗВЛЕЧЕНИЯ КОНДЕНСИРУЮЩИХ УГЛЕВОДОРОДОВ ИЗ НЕФТЯНОГО ГАЗА | 557 |
| Кузнецов А.А. ПРОЦЕССЫ ФИЛЬТРАЦИИ, СЕПАРАЦИИ, ОЧИСТКИ ЖИДКОСТЕЙ И ГАЗОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ НА ОСНОВЕ СВОЙСТВ МЕХАНИЧЕСКОЙ «СТОЯЧЕЙ ВОЛНЫ» | 559 |
| Курасов О.А. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ НЕФТЕДОБЫЧИ ПРИ АКУСТИЧЕСКОМ ВОЗДЕЙСТВИИ..... | 561 |
| Лининтин Л.И. ЗАКОНОМЕРНОСТИ ГИДРОДИНАМИКИ И ТЕПЛОМАССОПЕРЕНОСА ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ ЗАДАЧ В ПРИРОДЕ И ТЕХНИКЕ..... | 563 |
| Новиков М.Н., Карсаков А.С. ДВИЖЕНИЕ ТЯЖЕЛОГО ГАЗА В ПРИЗЕМНОМ СЛОЕ АТМОСФЕРЫ | 565 |
| Полякова Т.Г. МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕМПЕРАТУРНОГО ПОЛЯ ПОГРУЖНОГО ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯ ПРИ ИЗМЕНЕНИИ ЕГО РЕЖИМА РАБОТЫ И НАЛИЧИИ ОСЛОЖНЯЮЩИХ ФАКТОРОВ | 567 |
| Ясенко В.С. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ТРАНСПОРТИРОВКИ ШЛАМА ПРИ БУРЕНИИ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН | 569 |

Секция 17. ЭКОНОМИКА МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. ГОРНОЕ ПРАВО

| | |
|---|-----|
| Дмитриева Н.Г. ОСВОЕНИЯ ОЗЕРНОГО СВИНЦОВО ЦИНКОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В РЕСПУБЛИКЕ БУРЯТИЯ..... | 571 |
| Азизов Р.А., Кузнецов А.А., Глызина Т.С. МЕХАНИЗМЫ ФОРМИРОВАНИЯ ВАЛЮТНОЙ «ПОДУШКИ» ПАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»..... | 574 |
| Айдушев В.О. ФИНАНСОВЫЕ АСПЕКТЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»..... | 576 |
| Алексенцева А.С., Стретович А.Е. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТРУДОЗАТРАТ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН..... | 578 |
| Андрянов Р.Э., Жирков П.В. АНАЛИЗ НАЛОГОВОЙ НАГРУЗКИ ПАО НГК «СЛАВНЕФТЬ»..... | 580 |
| Архипов Д.В., Байнов А.А., Глызина Т.С. ПРОИЗВОДСТВЕННО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ АО «БУЛГАРНЕФТЬ»..... | 581 |
| Афанасьев Д.Ю., Насекин Е.И. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ КОМПАНИИ «РН-СЕВЕРНАЯ НЕФТЬ»: ПРОИЗВОДСТВЕННО-ФИНАНСОВЫЙ АСПЕКТ..... | 583 |
| Бажутин Д.С., Аккуратов И.Е. АНАЛИЗ ФИНАНСОВЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ КОМПАНИИ АО «ТЮМЕННЕФТЕГАЗ»..... | 585 |
| Богер Р.Д., Гордеева Д.А. ФИНАНСОВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ КОМПАНИИ «ENBRIDGE INC»..... | 587 |
| Вальман Н.К. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ ОБЪЕКТА Ю ₂ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «К»..... | 589 |
| Гайнулина К.Р., Нурсалиева А.А., Усенова А.А. АНАЛИЗ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ КОМПАНИИ ОАО «ВАРЬЕГАННЕФТЬ»..... | 591 |
| Гомбоева А.Б., Якунина Н.С. АНАЛИЗ ФИНАНСОВЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ОАО «СЕВЕРНЕФТЕГАЗПРОМ»..... | 592 |
| Гузев Д.А., Мельников А.А. ПРОИЗВОДСТВЕННО-ФИНАНСОВЫЙ АНАЛИЗ КОМПАНИИ «ТЮМЕННЕФТЕГАЗ»..... | 594 |
| Ермалюк Д.С., Мамруков Д.Е. ПРОИЗВОДСТВЕННО-ФИНАНСОВЫЙ АНАЛИЗ ОАО «ВАРЬЕГАННЕФТЬ»..... | 596 |
| Исатаева Ф.М., Кошмаганбетова Ж.Б., Тогайбаева Л.И., Блялова Г.Г. ГЕОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ЗАПАСОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ: ОПЫТ КАЗАХСТАНА..... | 598 |
| Казаченко С.И. ЭТАПЫ ФОРМИРОВАНИЯ КООПЕРАЦИОННЫХ ВЗАИМОСВЯЗЕЙ И ИХ ОСОБЕННОСТИ..... | 600 |
| Карсаков А.В., Ясенко В.С. ДОБЫЧА И ПРИРОСТ ЗАПАСОВ НЕФТИ КОМПАНИИ ОАО «УДМУРТНЕФТЬ»..... | 602 |
| Картоев И.А., Карандасов А.С. АНАЛИЗ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПОТЕНЦИАЛА КОМПАНИИ ПАО «САРАТОВНЕФТЕГАЗ»..... | 603 |
| Кизилов С.А., Королёв М.К. ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СРЕДСТВ ОТОБРАЖЕНИЯ ИММЕРСИВНОЙ РЕАЛЬНОСТИ В УСЛОВИЯХ ЦИФРОВОЙ ЭКОНОМИКИ..... | 605 |
| Классен В.В., Аникин И.В. ПРОИЗВОДСТВЕННО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ООО «РН-ВАНКОР»..... | 607 |
| Кротов А.А., Кнауб И.А. СТРУКТУРА КАПИТАЛЬНЫХ ВЛОЖЕНИЙ КОРПОРАЦИИ REMVINA PIPELINE..... | 609 |
| Кулешов Д.И., Линтин И.А. ПРОИЗВОДСТВЕННО-ФИНАНСОВЫЙ АНАЛИЗ КОМПАНИИ «CALIFORNIA RESOURCES CORPORATION»..... | 611 |
| Ломякин В.А., Очиров Е.Э., И.В Шарф И.В. АНАЛИЗ СТАТИСТИЧЕСКИХ ДАННЫХ КОМПАНИИ ПАО «САРАТОВНЕФТЕГАЗ»..... | 613 |
| Людкевич А.И., Репчук С.В. ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ ЗАКАЧКИ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА В ПЛАСТ..... | 614 |
| Манилов А.С., Денисюк В.Д. АНАЛИЗ ДИНАМИКИ СТОИМОСТИ БУРЕНИЯ..... | 616 |
| Немцев М.Н., Чемякин А.С., Шарф И.В. АНАЛИЗ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА АНТИТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК НА ОСНОВЕ ПОЛИАКРИЛАМИДА..... | 617 |
| Нечаев Д.А., Фадеев С.Е., Глызина Т.С. ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ И ФИНАНСОВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕФТЯНОЙ КОМПАНИИ «CALIFORNIA RESOURCES CORPORATION»..... | 619 |
| Новиков М.Н., Ходус А.С. КРАТКАЯ ИСТОРИЯ СЛАНЦЕВОЙ РЕВОЛЮЦИИ..... | 621 |
| Одилов Р.Р., Умаров К.Р. ПРОИЗВОДСТВЕННО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ АО «САМОТЛОРНЕФТЕГАЗ»..... | 623 |
| Полякова Т.Г., Бурков Н.А. АНАЛИЗ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ АМЕРИКАНСКОЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ КОМПАНИИ " PENN VIRGINIA CORPORATION"..... | 625 |
| Ундулганов Д.А., Брыксин М.Р., Глызина Т.С. ПРОИЗВОДСТВЕННО-ФИНАНСОВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПАО «САРАТОВНЕФТЕГАЗ»..... | 627 |
| Уфимцев Г.Н., Арестов А.А. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН (НА ПРИМЕРЕ АО «БУЛГАРНЕФТЬ»)..... | 628 |
| Харитонов А.Д., Иванова М.П. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ АО «УРАЛЬСКАЯ НЕФТЬ»..... | 630 |
| Чемякин А.С. ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ЗАТРАТ НА ИЗУЧЕНИЕ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НЕФТИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ..... | 631 |

| | |
|---|-----|
| Шредер А.С., Толстов О.В. ПРОИЗВОДСТВЕННО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ АО «САМОТЛОРНЕФТЕГАЗ» | 634 |
| Шупников А.А. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ ГАЗА НА ЗАПОЛЯРНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ЯНАО) | 636 |
| Щеглов А.А., Лыков К.В. ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЯ ГОРНОДОБЫВАЮЩИХ РЕГИОНОВ (НА ПРИМЕРЕ КЕМЕРОВСКОЙ ОБЛАСТИ) | 638 |
| Щербаков Р.Э., Ковтун М.А. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗРАБОТКИ CALLON PETROLEUM COMPANY | 639 |

**Секция 18. ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ И НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО
(ДОКЛАДЫ НА АНГЛИЙСКОМ И НЕМЕЦКОМ ЯЗЫКАХ)**

| | |
|---|-----|
| Artykaev Y.M., Danilov K.A. USING OF DRAG REDUCING AGENTS TO IMPROVE CAPACITY OF PIPELINE PALKINO-KIRISHI | 641 |
| Bazylev M.M. GEOLOGICAL AND GEOPHYSICAL CONDITIONS FOR LOCALIZATION OF OIL AND GAS DEPOSITS AT THE SEVERNOE FIELD (WESTERN SIBERIA)..... | 643 |
| Banchu I.A., Soloviev V.V. EVALUATION OF TECHNOLOGICAL EFFICIENCY OF TWO-STAGE GAS DRYING DURING FALLING PRODUCTION | 645 |
| Baffuor P., Soloviev V.V. ALGORITHM FOR GEOMETRY CALCULATION OF HYDRAULIC FRACTURES USING PROGRAMMING LANGUAGE PYTHON | 647 |
| Bochkarev P.S. FEATURES OF ENCAPSULATED INHIBITORS APPLICATION FOR DOWNHOLE EQUIPMENT PROTECTION | 649 |
| Bunaev A., Dolganova I., Dolganov I., Ivanchina E., Chernyshov M., Mezhova M. MATHEMATICAL MODELING OF THE PYROLYSIS PROCESS | 651 |
| Buchelnikov V.S. SEASONAL CHANGES OF WATER- AND ACID-SOLUBLE COMPOUNDS OF DUST AEROSOL ACCORDING TO PASSIVE SAMPLING | 653 |
| Denisov V.I. THERMAL OIL RECOVERY METHOD | 655 |
| Gitullin R.A. COMPOSITION CHARACTERISTICS OF SILICATE MINERALS OF NURALI MASSIF ULTRAMAFIC ROCKS | 657 |
| Golovchenko A.E., Vjal'shin D.R., Rjabova A.A. KEY ASPECTS OF THE DEVELOPMENT OF REJECTING COMPLEX WITH DOWN THE HOLE HAMMER | 659 |
| Isabaev E.O. ORE MINING AND CHARACTERISTICS OF ORE ZONES OF DUSEMBAY DEPOSITS | 661 |
| Kanaev I.S. MACHINE LEARNING ALGORITHM FOR FORMATION PROPERTIES PREDICTION BASED ON WELL LOG DATA | 663 |
| Kireev I.V. PALEOFACIAL RECONSTRUCTIONS FOR THE PURPOSE OF ALLOCATION OF OIL AND GAS BEARING SITES (ON THE EXAMPLE OF THE PRIPYAT OIL AND GAS REGION) | 665 |
| Kundich D.D., Kazak D.V. SYSTEM ENGINEERING AS A TOOL FOR THE IMPLEMENTATION OF ENGINEERING PROJECTS | 666 |
| Laukhin L.M. CHARACTERIZATION OF ORGANIC MATTER IN THE ROCKS OF THE DMITRIEVSKOE OIL SHALE DEPOSIT USING ROCK-EVAL PYROLYSIS | 668 |
| Mauzhigunova E.N. QUANTUM-CHEMICAL CALCULATIONS OF THE THERMODYNAMIC PROPERTIES OF N-PARAFFINS HYDROCRACKING REACTIONS | 669 |
| Mahdi N. ALGORITHM OF CALCULATING THE DIMENSIONS OF FRACTURES DUE TO HYDRAULIC FRACTURING IN SEDIMENTARY ROCKS | 671 |
| Mishankin A.Y. MICROELEMENTS IN SOILS OF GOLD ORE DEPOSIT VYUN (THE REPUBLIC SAKHA-(YAKUTIA)) | 673 |
| Morev V.A. APPLICATION OF THE SCHMIDT HAMMER FOR DETECTING OF UNCOMPACTED AND UNCONSOLIDATED CORE SAMPLES | 675 |
| Muchovo J., Ivanov P.N. STUDY OF THE INFLUENCE OF THE DEGREE OF WATER SATURATION OF DEFORMABLE GEOMATERIALS ON THE PARAMETERS OF IR-RADIATION FROM THEIR SURFACE..... | 676 |
| Okhotnikov V.E., Chernousov E.D. SECONDARY PROCESSES AS INDICATORS OF PRODUCTIVITY IN LOW-RESISTANCE RESERVOIR | 678 |
| Orlova A.M., Kirgina M.V. ADDITION OF HEAVY N-PARAFFINS AS A WAY IMPROVING THE EFFECTIVENESS OF DEPRESSOR ADDITIVES | 680 |
| Riabova S.A. MAGNETISCHER EFFEKT DES AUSBRUCHS DES VULKANS STROMBOLI (ITALIEN) IM JULI-AUGUST 2019 | 681 |
| Saifullin A.A., Zinatullina A.M. NUMERICAL MODELING OF THE FORMATION HYDRAULIC FRACTURE | 683 |
| Saprykina M.I., Vanteeva M.A., Semilet A.A., Girenko Yu.E., Zhang Yongzhan, Auzina L.L., Lobatskaya R.M. MANIFESTATION CENOZOIC VOLCANISM IN EASTERN CHINA AND THE TUNKA RIFT ZONE (BAIKAL RIFT SYSTEM, RUSSIA)..... | 685 |
| Sarsekeyeva E.M., Yakich T.Yu. THE ROLE OF BASIC DYKES IN THE FORMATION OF ZUN-HOLBA GOLD DEPOSIT (OKINSKY DISTRICT, SIBERIA, RUSSIA)..... | 687 |
| Serebryannikov A.A. THE SELECTION OF AN EFFECTIVE INFILL DRILLING PROGRAM IN THE CONDITIONS OF AUTO-FRACTURING CRACKS DEVELOPMENT IN INJECTION WELLS..... | 689 |
| Serebryannikov A.A., Gorbachev V.S. THE EFFICIENCY OF DRILLING MULTI-HOLE HORIZONTAL WELLS WHILE DEVELOPING A LOW-PERMEABLE COLLECTOR ON THE EXAMPLE OF TOMSK REGION DEPOSIT | 691 |
| Simagin S.S., Kurasov O.A., Protodyakonov M.G. AUSTRALIAN PROJECTS OF CHEVRON CORPORATION | 693 |

| | |
|---|-----|
| Ustyuzhanin A.O., Yaroshchuk I.A., Kovtun K.K., Maslikov O.S. CONDITIONS FOR THE FORMATION OF THE MAIN EXOGENOUS PROCESSES IN THE SOUTH-WESTERN PART OF THE BAIKAL REGION AND THE EASTERN PART OF CHINA..... | 695 |
| Vorozheykina E.A. MICROPLASTIC POLLUTION OF THE OCEANS..... | 697 |
| Vyal'shin D.R., Ryabova A.A., Golovchenko A.E. DEVELOPMENT OF EQUIPMENT AND TECHNOLOGY FOR INTERACTIVE DRILLING ANALYSIS AS PART OF «SMART MINE» SYSTEM..... | 699 |
| Yelubayev D.Y. IMPLEMENTATION OF A PILOT SIDETRACK TECHNOLOGY PROGRAM..... | 701 |
| Zhumabekov A.K. APPLICATION OF COMPLEX SEISMIC ATTRIBUTES IN THE INTERPRETATION OF THE STRUCTURAL FACTOR OF OIL AND GAS RESERVOIRS..... | 703 |

Подсекция 1 ПРОБЛЕМЫ МЕЖЪЯЗЫКОВОЙ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ КОММУНИКАЦИИ В УСЛОВИЯХ ГЛОБАЛИЗАЦИИ

| | |
|--|-----|
| Кузин М.Н. ПРОФЕССИОНАЛЬНАЯ КОММУНИКАЦИЯ – ОСНОВА ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ СОТРУДНИКОВ КОМПАНИИ: МЕТОДИКА ОЦЕНКИ УРОВНЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ..... | 705 |
| Biryuk D.V. THE IMPACT OF GLOBALIZATION AND DIGITALIZATION ON CULTURAL EXCHANGE BETWEEN STUDENTS IN THE EDUCATIONAL PROCESS | 707 |
| Denisov V.I. THE INFLUENCE OF CULTURAL IDENTITY ON THE FORMATION OF AN INTERLANGUAGE BARRIER..... | 709 |
| Efanova A.O., Zabrodina I.K. THE ISSUE OF TRANSLATING OF NEOLOGISMS AS TERMS IN THE FIELD OF PETROLEUM ENGINEERING..... | 710 |
| Isayeva I.E. DEVELOPMENT OF RESEARCH INTEREST AMONG FOREIGN STUDENTS OF THE UNIVERSITY IN THE PREPARATION OF FINAL QUALIFYING WORK..... | 712 |
| Kudryashova A.V. TPU PREREQUISITES AND FRAMEWORK FOR CLIL IMPLEMENTATION..... | 714 |
| Kuzmenko A.S. MODERN WAYS OF IMPROVING KNOWLEDGE OF FOREIGN LANGUAGES FOR SUCCESSFUL COMMUNICATION IN CONDITION OF ESSENTIAL ENTERTAINMENT | 716 |
| Makarevich D.V., Skupchenko D.D. THE INFLUENCE OF MENTALITY ON THE ADAPTATION PROCESS IN A FOREIGN UNIVERSITY | 717 |
| Prilukova V.A., Dorzhiev B.B. EXPERIENCE OF INTER-LANGUAGE COMMUNICATION WHEN DEVELOPING COMPETENCES IN THE FIELD OF OIL AND GAS GEOLOGY | 719 |
| Pissarenko M.I. WAS IST TRIBOLOGIE? | 721 |
| Sokolowa E.Ja. DAS LEXIKALISCH-SEMANTISCHE FELD «INTELLIGENTE ENERGIESYSTEME» IM GEGENWARTSENLISCHEN: ZUR ERFASSUNG VON TERMINOLOGISCHEN NEOLOGISMEN..... | 723 |
| Tajdonowa S.S. DIE TOPONOMASTIK VON TOMSK: ZUR SCHAFFUNG VON MEHRSPRACHIGEN PARALLELKORPORA | 725 |

Научное издание

ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ И ОСВОЕНИЯ НЕДР

Труды XXIV Международного симпозиума
имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых,
посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне

Компьютерная верстка

**Зарегистрировано в Издательстве ТПУ
Размещено на корпоративном портале ТПУ
в полном соответствии с качеством предоставленного оригинал-макета**



Издательство

ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ